

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал  
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**  
**КАФЕДРА**

УТВЕРЖДАЮ

И.о. заведующего кафедрой

Г.Н.Чистяков

подпись инициалы, фамилия

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2018г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование специальности)

Электроснабжение нового жилого района г. Абакана в границах улиц  
Итыгина – Некрасова- Кирова  
(наименование темы)

Руководитель \_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_ 2018г. доцент кафедры ЭЭ,к.т.н. А.Н.Туликов  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы , фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_ 2018г. М.А.Чепцов  
подпись дата инициалы , фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ «\_\_» \_\_\_\_ 2018г. \_\_\_\_\_ И.А.Кычакова  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Абакан 2018

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –  
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
институт

**«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
И.о. заведующего кафедрой  
\_\_\_\_\_ Г.Н.Чистяков  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту \_\_\_\_\_ Чепцову Михаилу Анатольевичу  
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн-13-01(З-13) Направление (специальность) 13.03.02  
«Электроэнергетика и электротехника», профиль 13.03.02.07  
«Электроснабжение»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Электроснабжение нового жилого района г. Абакана в границах улиц Итыгина – Некрасова- Кирова

Утверждена приказом по университету № 399 от 11.05.2018г.

Руководитель ВКР Туликов А.Н., к.т.н. доцент кафедры «Электроэнергетика»  
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Генеральный план жилого массива, ведомость электрических нагрузок жилого массива.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1 Теоретическая часть

1.1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки

1.2 Перспективный план развития городских сетей

2 Аналитическая часть

2.1 Расчет электрических нагрузок

2.2 Выбор расположения ЦКТП, числа мощности трансформаторов на них

2.3 Выбор сечения жил кабелей на напряжение 0,4 кВ

2.4 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ

2.6 Выбор оборудования

2.7 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов схем распределительных сетей 10 кВ

2.8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

2.9 Анализ качества напряжения и расчет отклонения напряжения

Заключение

Список использованных источников

Перечень графического материала:

1. Генеральный план нового района г. Абакана в границах улиц Итыгина – Некрасова- Кирова с нанесением схемы электроснабжения и уличным освещением

2. Однолинейная схема сети 10 кВ и 0,4 кВ

3. Анализ качества напряжения

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

/А.Н.Туликов

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

/М.А.Чепцов

инициалы, фамилия

15 марта 2018 г.

## РЕФЕРАТ

Работа на тему «Электроснабжение нового жилого района г. Абакана в границах улиц Итыгина – Некрасова- Кирова» содержит 86 страниц текстового документа, 29 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, АНАЛИЗ, ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОРУДОВАНИЕ, КАЧЕСТВО, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИЧНОСТЬ.

Объектом исследования является - новый жилой район г. Абакана

Актуальность темы состоит в том, что выполняем проектирование перспективной схемы электроснабжения нового жилого района

Предметом исследования является проектирование, расчет и выбор наиболее экономичной СЭС.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является электроснабжение нового жилого района г. Абакана в границах улиц Итыгина – Некрасова- Кирова.

В течение работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- определение расчётных электрических нагрузок;
- выбор системы распределения;
- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор основного оборудования, а также его проверка по условиям короткого замыкания;
- система электроснабжения удовлетворяет требованиям надежности и экономичности;
- перспективный план развития жилого района, подтвержденный соответствующими расчетами;
- предложены пути и мероприятия по строительству рациональной, экономически эффективной и актуальной системы электроснабжения.

Научная новизна и практическая значимость исследования обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации могут быть использованы специалистами подрядных организаций при строительстве сетей.

## THE ABSTRACT

Work on the topic "Electricity supply of the new residential area of Abakan within the borders of the streets of Itigina - Nekrasov-Kirov" contains 86 pages of a text document, 29 sources used, 3 sheets of graphic material.

ELECTRICAL SUPPLY, ANALYSIS, DISTRIBUTION, EQUIPMENT, QUALITY, ELECTRICITY, RELIABILITY, ECONOMICITY.

The object of the study is a new residential area of the city of Abakan

The relevance of the topic is that we are designing a prospective scheme of electricity supply for a new residential area

The subject of the study is the design, calculation and selection of the most economical SES.

The goal of the final qualifying work is electricity supply of the new residential area of Abakan city within the borders of Itigin-Nekrasov-Kirov streets.

During the work on the final qualifying work the following results were obtained:

- determination of design electric loads;
- selection of the distribution system;
- calculation of short circuit currents;
- selection of the main equipment, as well as its verification according to the short-circuit conditions;
- the power supply system meets the requirements of reliability and economy;
- a prospective development plan for the residential area, confirmed by appropriate calculations;
- Ways and measures for the construction of a rational, cost-effective and current electricity supply system have been proposed.

The scientific novelty and practical significance of the research is due to the fact that theoretical and practical recommendations can be used by contractors' specialists in the construction of networks.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Теоретическая часть	
1.1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки.....	9
1.2 Перспективный план развития городских сетей.....	10
2 Аналитическая часть	
2.1 Расчет электрических нагрузок.....	12
2.2 Выбор расположения ЦКТП, числа мощности трансформаторов на них.....	16
2.3 Выбор сечения жил кабелей на напряжение 0,4 кВ.....	27
2.4 Расчет схемы распределительной сети 10 кВ.....	33
2.4.1 Расчет потокораспределения мощности вариантов распределительной сети 10 кВ.....	33
2.4.2 Выбор кабелей в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях.....	38
2.6 Выбор оборудования.....	43
2.6.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ.....	43
2.6.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ.....	44
2.7 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов схем распределительных сетей 10 кВ.....	47
2.8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания.....	53
2.8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ.....	53
2.8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ.....	56
2.8.3 Проверка сечения кабеля на термическую устойчивость к действию токов короткого замыкания.....	59
2.8.4 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ.....	60
2.8.5 Расчет однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ.....	64
2.8.6 Проверка защитных аппаратов в сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам кз.....	63
2.9 Анализ качества напряжения и расчет отклонения напряжения.....	67
Заключение.....	83
Список использованных источников.....	84

Перечень графического материала:

4. Генеральный план нового района г. Абакана в границах улиц Итыгина - Некрасова- Кирова с нанесением схемы электроснабжения и уличным освещением
5. Однолинейная схема сети 10 кВ и 0,4 кВ
6. Анализ качества напряжения

## **ВВЕДЕНИЕ**

Актуальность выбранной темы состоит в том, что, проектирование схемы электроснабжения вновь строящегося жилого района с учетом энергосберегающих мероприятий - это важный и обсуждаемый на городском и региональном уровне вопрос.

Объектом исследования являются электрические сети вновь строящегося жилого района.

Предметом исследования являются способы проектирования электрических сетей.

Целью выполнения выпускной квалификационной работы является электроснабжение нового жилого района г. Абакана в границах улиц Итыгина- Некрасова- Кирова.

В течение работы над выпускной квалификационной работой были получены следующие результаты:

- представлены данные для проектирования
- составлены схемы электроснабжения потребителей жилого района
- выполнены расчеты нагрузок жилых и общественных зданий
- выполнен анализ электрической сети с учетом привязок к существующей городской сети и предложены мероприятия по повышению и обеспечению энергоэффективности.

Научная новизна и практическая значимость исследования и проектирования обусловлена тем, что теоретические и практические рекомендации могут быть использованы при строительстве СЭС нового жилого района г. Абакана в границах улиц Итыгина – Некрасова- Кирова.



## **1 Теоретическая часть**

### **1.1 Характеристика проектируемых объектов жилой застройки**

Под системой электроснабжения жилой зоны понимается совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций, расположенных на территории района и предназначенных для электроснабжения его потребителей. Система ограничивается с одной стороны источниками питания, с другой стороны - вводами электрических сетей к потребителям. В качестве источников питания служат понижающие подстанции напряжением 110кВ, питание которых осуществляется от электрических сетей энергосистем[10].

Основные показатели систем определяются местными условиями, размерами микрорайона, наличием источников питания, характеристиками потребителей и т.д.

Питание жилых и промышленных зон потребителей осуществляется с помощью распределительных сетей напряжения 10кВ[10].

Анализ принципов построения систем энергоснабжения позволяет установить основные задачи. К ним относятся: выбор схемы построения системы; величины напряжения сетей и количества трансформации энергии; определение оптимальных параметров основных элементов электроснабжающей и распределительной сети.

Рассматривается новый жилой район г. Абакана, расположенный на северо-западе города, относится к городским электрическим сетям МУП МП «Абаканские электрические сети».

Определим необходимые климатические параметры, характеризующие заданный микрорайон. Рассматриваемый в проекте микрорайон относится к III климатической зоне. Наиболее высокая температура воздуха плюс  $42^{\circ}\text{C}$ , наиболее низкая температура минус  $44^{\circ}\text{C}$ . Годовое количество осадков 358 мм. Средняя толщина снегового покрова 26 см, глубина промерзания 1,8 – 2

м.

Проектируемый объект включает в себя многоэтажную монолитную застройку и объекты социально-культурного быта. Общая площадь объекта составляет 11064284м<sup>2</sup>. Количество общей жилой площади 648601,7 м<sup>2</sup>, 19900м<sup>2</sup> торговых площадей, 2-х этажные подземные гаражи общей площадью 90000м<sup>2</sup>. Электроснабжение района осуществляется от потребительских трансформаторных подстанций, питание которых осуществляется от существующей подстанции «Калининская» 110/10 кВ и от вновь проектируемой подстанции «Новая» 110/10кВ.

По степени надежности электроснабжения, проектируемые здания относятся к II и III категории потребителей. К II категории относятся электродвигатели лифтов, насосов, аварийное освещение.[10]

Границами района в пределах проекта планировки являются: ул. Кирова; ул. Крылова; ул. Некрасова.

Площадь территории в границах проекта планировки составляет 100,0 га.

## **1.2 Перспективный план развития городских сетей**

Принято решение Совета депутатов г. Абакана от 18.03.2014 N 78 "Об утверждении Стратегического плана социально-экономического развития муниципального образования город Абакан до 2021 года"

В число приоритетных направлений деятельности входят:

- увеличение пропускной способности сетей;
- модернизация линий электропередачи;
- расширение электрической сети нашего города;
- повышение надежности электроснабжения потребителей за счет строительства новых подстанций, воздушных и кабельных линий.

Задачу проектирования электрических систем следует рассматривать

как задачу развития единой энергетической системы города. При проектировании электрических систем важно учитывать интересы и специфику административных и экономических районов.

Экономические требования сводятся к достижению по мере возможности наименьшей стоимости передачи электрической энергии по сети, поэтому следует стремиться к снижению капитальных затрат на строительство сети. Необходимо также принимать меры к уменьшению ежегодных расходов на эксплуатацию электрической сети. Одновременный учет капитальных вложений и эксплуатационных расходов может быть произведен с помощью метода приведенных затрат. В связи с этим оценка экономичности варианта электрической сети производится по приведенным затратам.

Энергоэффективность и энергосбережение являются неотъемлемой частью строительства и развития жилого района. Для каждого объекта недвижимости, по завершению строительства, необходимо провести, с помощью подрядной организации, энергетическое обследование. Посредством которого выдаются энергетические паспорта и только после пройденного обследования объекты вводятся в эксплуатацию. Статья 11 п. 7 и п.8 ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" [25].

Направление экология и рациональное природопользование является одним из приоритетных направлений в инновационном развитии нового жилого района г. Абакана. Основные положения [26], [27],[28],[29].

## **2 Аналитическая часть**

### **2.1 Расчёт электрических нагрузок**

Правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором для выбора количества и мощности трансформаторных подстанций, сечений кабелей, защитной аппаратуры, электрооборудования и электроконструкций.

Электрическая нагрузка жилых домов является величиной не постоянной. В жилых зданиях нагрузка определяется при помощи удельной нагрузки (киловатт на одну квартиру). Величина удельной нагрузки зависит от размера жилой площади квартиры, вида кухонных электроприборов.

Расчетная нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, линии или к шинам 0,4 кВ. комплектной трансформаторной подстанции определяется[6]:

$$P_{ж.д}=P_{кв.у} \cdot n \quad (2.1)$$

где  $P_{кв.у}$  – удельная расчетная нагрузка потребителей эл. энергии квартир посемейного заселения в зависимости от характера и количества квартир[6];

$n$  – количество квартир, присоединенных к линии комплектной трансформаторной подстанции.

Для жилых домов в удельных нагрузках не учтено применение в квартирах бытовых кондиционеров воздуха.

Удельные расчетные нагрузки квартир включают в себя нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, чердаков и т.д)

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома, линии или к шинам напряжением 0,4 кВ определяется:

$$P_{\text{лифт}} = K_c \cdot \sum P_{n_{\text{л.}i}} \quad (2.2)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса, определяется в зависимости от количества лифтовых установок и этажности зданий [6];

$n_{\text{л}}$  – количество лифтовых установок, питаемых линий;

$P_n$  – установленная мощность электродвигателя  $i$ -го лифта.

Для примера рассмотрим жилой дом № 1а:

9 этажей, 3 подъезда, плиты электрические мощностью 8,5 кВт.

На первом этаже расположены парикмахерская и кафе на 50 мест.

Количество квартир:  $3 \cdot 6 \cdot 8 = 144$  квартиры,

На этаже 6 квартир 4 квартиры площадью больше  $55 \text{ м}^2$  и 2 меньше  $55 \text{ м}^2$

Расчетную нагрузку ввода, питающего квартиры определяем:

$$P_{\text{ж.д}} = P_{\text{кв.у}} \cdot (P_{\text{кв } s < 55 \text{ м}^2} + 1,05 \cdot P_{\text{кв } s > 55 \text{ м}^2}) \quad (2.3)$$

Принимаем  $P_{\text{кв.у}} = 1,5 \text{ кВт/кв}$ ,

$$P_{\text{ж.д}} = 1,5 \cdot (48 + 1,05 \cdot 96) = 223,2 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р лифт}} = K_c \cdot \sum P_{n_{\text{л.}i}} = 0,8 \cdot 3 \cdot 9 = 21,6 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{освщ.л}} = 25 \cdot 2 \cdot 3 = 150 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{освщ.нр}} = 60 \cdot 9 \cdot 3 = 1620 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{освщ.}\Sigma} = P_{\text{освщ.л}} + P_{\text{освщ.нр}} = 150 + 1620 = 1770 \text{ Вт},$$

Кафе:

$$P_{\text{уд}} = 0,9 \text{ кВт/место},$$

$$P_{\text{кафе}} = 50 \cdot 0,9 = 45 \text{ кВт},$$

Парикмахерская:

$$P_{\text{уд}} = 1,3 \text{ кВт/раб.место},$$

$$P_{\text{парик}} = 8 \cdot 1,3 = 10,4 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{ж.д}} + 0,9 \cdot P_{\text{р.лифт}} + P_{\text{освщ.}\Sigma} = 223,2 + 0,9 \cdot 21,6 + 1,770 = 244,41 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р}\Sigma} = P_{\text{р.ж.д}} + K_{\text{макс.н}} \cdot P_{\text{кафе}} + K_{\text{макс.н}} \cdot P_{\text{парик}}$$

$$P_{\text{р}\Sigma} = 244,41 + 0,4 \cdot 45 + 0,5 \cdot 10,4 = 267,61 \text{ кВт},$$

Жилой дом № 1:

9 этажей, 5 подъездов, плиты электрические мощностью 8,5 кВт.

Количество квартир:  $5 \cdot 6 \cdot 9 = 270$  квартиры,

На этаже 6 квартир 4 квартиры площадью больше  $55 \text{ м}^2$  и 2 меньше  $55$

$\text{м}^2$

Расчетную нагрузку ввода, питающего квартиры определяем:

$$P_{\text{кв.у}} = 1,36 \text{ кВт/кв},$$

$$P_{\text{ж.д}} = 1,36 \cdot (90 + 1,05 \cdot 180) = 379,44 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{р.лифт}} = K_{\text{с}} \cdot \sum P_{\text{н.л.и}} = 0,8 \cdot 5 \cdot 9 = 36 \text{ кВт},$$

$$P_{\text{освщ.л}} = 25 \cdot 2 \cdot 5 = 250 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{освщ.нр}} = 60 \cdot 9 \cdot 5 = 2700 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{освщ.}\Sigma} = P_{\text{освщ.л}} + P_{\text{освщ.нр}} = 250 + 2700 = 2950 \text{ Вт},$$

$$P_{\text{р.ж.д}} = P_{\text{ж.д}} + 0,9 \cdot P_{\text{р.лифт}} + P_{\text{освщ.}\Sigma}$$

$$P_{\text{р}\Sigma} = P_{\text{р.ж.д}} = 414,79 \text{ кВт}.$$

Дальнейший расчет сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 – Расчет нагрузок жилых домов

№ по Генпла ну	Кол-во квартир	Этажн ость	Кол-во подъез дов	Р <sub>р</sub> ввод в кв, кВт	Р <sub>л</sub> , кВт	Р <sub>Σ</sub> осв, кВт	Р <sub>соц.култ.быт</sub> , кВт	Р <sub>рΣ</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
№1а	144	9	3	223,2	21,6	1,770	55,4	267,61
№1	270	9	5	379,44	36	2,950		414,79
№2	108	9	2	167,4	14,4	1,080		181,44
№3	80	5	4	120		1,2		121,2
№4	192	9	6	261,12	43,2	3,540	129,9	303,54
№5	180	9	4	244,8	28,8	2,360		273,08
№6	108	9	3	162	21,6	1,770		183,21
№7	108	9	3	162	21,6	1,770		183,21
№8	224	9	7	304,64	50,4	4,130	135	421,63
№9	192	9	6	261,12	43,2	3,540	100,9	353,99
№10	216	9	6	293,76	43,2	3,540		336,18
№11	100	5	4	150		1,500		151,5
№12а	72	9	2	122,4	14,4	1,180	55	164,04
№12	144	9	4	216	28,8	2,360		244,28
№13	100	5	4	150		1,500		151,5
№14	162	9	3	227,664	21,6	1,770		248,874

## **2.2 Выбор расположения ЦКТП, числа и мощности трансформаторов на них**

### **а) Выбор расположения КТП**

Подстанция является одним из самых основных звеньев системы электроснабжения. Поэтому оптимальное размещение подстанций – важнейший вопрос при построении рациональных систем электроснабжения.

При выборе места расположения подстанции в индивидуальной застройке коттеджами электрическая нагрузка рассредоточена по отдельным объектам и выбор места расположения подстанций должен быть связан с архитектурой. Местом установки подстанции будем считать площадки, примыкающие к проезжей части и расположенные в радиусе действия не более 300-400 м. и мощностью трансформаторов, не превышающей 1000 кВА.

Расчёт мощности потребителей на шинах трансформаторной подстанции сведём в таблицу 2.2.



Таблица 2.2 – Распределение мощности потребителей по подстанциям.

№ кТП	Наименование потребителя	Ррасч, кВт	Кмах	Cosφ	Ррасч. на шинах т.п.,кВт
1	2	3	4	5	6
1	Жилые дома: 1,1а,2,14 Кафе Парикмахерская 5% потери, уличное освещение Всего	1089,474 45 10,4	1 0,4 0,5	0,98 0,98 0,97  Cosφср.вз=0.976	1112,674 55,63 7 1175,3
2	Жилые дома: 3,4 3 Офиса Прод.магазин Кафе 5% потери, уличное освещение Всего	424,74 45,9 39 45	1 0,5 0,5 0,4	0,98 0,87 0,8 0,98  Cosφср.вз=0,85	485,19 24,26 7 416.365
3	Жилые дома: 5,6,7 5% потери уличное освещение Всего	639,5	1	0,98	639,5 31,975 7 678,475

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
4	Жилые дома: 8,12,12а 2 Офиса Прод.магазин 2 Пром.магазина Парикмахерская 5% потери, уличное освещение Всего	734,95 30,6 39 110 10,4	1 0,5 0,5 0,5 0,5	0,98 0,87 0,8 0,9 0,97 $\cos\varphi_{ср.вз}=0.87$	829,95 41,5 7 878,45
5	Жилые дома: 9,10,11,13 3 Офиса Пром.магазин 5% потери, уличное освещение Всего	942,72 45,9 55	1 0,5 0,5	0,98 0,87 0,9 $\cos\varphi_{ср.вз}=0.93$	993,17 49,66 7 1049,83
6	Гаражи: 14а,14б,14в,14г 5% потери, уличное освещение Всего	1099,8 45 10,4	1 0,4 0,5	0,98 0,98 0,97 $\cos\varphi_{ср.вз}=0.976$	1155,2 55,63 7 1217,8

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
7	Развлекательный центр:15 5% потери, уличное освещение Всего	824,74 45,9 39 45	1 0,5 0,5 0,4	0,98 0,87 0,8 0,98 $\cos\varphi_{\text{ср.вз}}=0,85$	909,64 24,26 7 940,9
8	Музей: 20 5% потери уличное освещение Всего	205,5	1	0,98	205,5 31,97 5 7 249,5
9	Жилые дома: 16,17,18,19 Кафе, Прод.магазин 2 Пром.магазина Парикмахерская 5% потери, уличное освещение Всего	735 30,6 39 110 10,4	1 0,5 0,5 0,5 0,5	0,98 0,87 0,8 0,9 0,97 $\cos\varphi_{\text{ср.вз}}=0,87$	925 41,5 7 973,5

## Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6
10	Жилые дома: 21,22 Пром.магазин Школа 5% потери, уличное освещение Всего	942,7 45,9 55	1 0,5 0,5	0,98 0,87 0,9 $\cos\varphi_{ср.вз}=0.93$	993,17 49,66 7 1050
11	Жилые дома: 24,25 2 Офиса Прод.магазин Бассейн Парикмахерская 5% потери, уличное освещение Всего	734,95 30,6 39 110 10,4	1 0,5 0,5 0,5 0,5	0,98 0,87 0,8 0,9 0,97 $\cos\varphi_{ср.вз}=0.87$	829,95 41,5 7 878,45
12	Развлекательный центр 5% потери, уличное освещение Всего	990 45,9 55	1 0,5 0,5	0,98 0,87 0,9 $\cos\varphi_{ср.вз}=0.93$	1090,9 49,66 7 1147,6

Для выбора места установки трансформаторных подстанций используем метод центра электрических нагрузок.

Координаты центра электрических нагрузок выражаются уравнением:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.4)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.5)$$

где  $P_i$  – мощность  $i$ -го дома, кВт;

$X_i, Y_i$  – координаты  $i$ -го дома, см.

Координаты домов сведём в таблицу 2.3

Таблица 2.3 – Координаты домов

№ дома	X, см	Y, см	№ дома	X, см	Y, см
1	2	3	4	5	6
КТП № 1					
1а	7,5	9,6	1''	9,5	7,4
1	9,5	7,4	2	8,8	9,8
1'	9,5	7,4	14	5,1	9,1
КТП № 2					
3	2	4,8	4'	3,5	8,6
3'	1	3,4	4''	4,1	12,8
4	1,7	0,7	4'''	4,6	9,1
КТП №3					
5	7,7	4,2	6	11,2	3,8
5'	8,3	2,5	7	9,5	6,3
5''	9,6	2,1			
КТП № 4					
12а	16,6	7,1	8	18,9	6,3
12	14,2	6,1	8'	17,2	3,5
12'	13,3	3,9	8''	14,3	2,1
КТП № 5					
9	19,2	10,8	11	8,1	10,5
9'	18,5	12,7	11'	9,2	12,3
9''	16,1	13,4	13	11,2	11,3

Окончание таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6
10	5,4	9,5	13'	10,3	9,2
10'	3,2	11,1			
КТП № 6					
14а	2,8	13,6	14г	3,8	8,6
14б	1,5	11,4			
14в	2,3	9			
КТП № 7					
15	2	4,8			
КТП № 8					
20	7,7	4,2			
КТП № 9					
16	16,6	7,1	19	18,9	6,3
17	14,2	6,1	17'	17,2	3,5
18	13,3	3,9	17''	14,3	2,1
КТП № 10					
21	19,2	10,8	23	8,1	10,5
21'	18,5	12,7			
21''	16,1	13,4			
22	15,4	9,5			
22'	13,2	11,1			
КТП № 11					
26	2,8	13,6	24''	3,8	8,6
24	1,5	11,4	25	5,8	12,8
24'	2,3	9	25'	5,8	9,1
КТП № 12					
27	2	4,8			

Подставим данные координаты в формулы 2.4 и 2.5 получим центр электрических нагрузок для трансформаторных подстанций, приведённых в таблице 2.4

Произведём смещение подстанций к источнику питания для более рационального расположения.

Таблица 2.4 – Координаты подстанций и их смещение

№ ктп	Храсч. см	Урасч. см	Усмещ. см	Хсмещ. см
1	2	3	4	5
1	7,2	11,2	-	-
2	10,8	4,6	-	-
3	12,5	7,3	-	-
4	7,8	15,8	-	-
5	8,5	12,2	-	-
6	5,7	85,2	-	-
7	8,5	16,2	-	-
8	11,5	13,3	-	-
9	12,8	23,8	-	-
10	17,5	21,5	-	-
11	18,7	18,2	-	-
12	22,8	22,6	-	-

#### б) Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учётом минимального необходимого резервирования в аварийном режиме.

Индивидуальная застройка жилого района относится к потребителям II категории по надёжности электроснабжения. Основными потребителями при выборе числа трансформаторов являются: надёжность электроснабжения, а также минимум приведённых затрат на трансформаторы. Следовательно, устанавливаем подстанции с двумя трансформаторами.

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{расч.мах} = \frac{P_{расч}}{\cos \varphi_{ср.вз}} \quad (2.6)$$

где  $S_{расч.мах}$  - расчётная активная мощность подстанции, кВт;

$\cos \varphi_{ср.вз}$  - косинус средневзвешенной подстанции.

Коэффициент загрузки определяется:

$$K_з = \frac{S'_{мах.расч}}{n \cdot S_{ном}} \quad (2.7)$$

где  $S'_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, кВт;

$n$  – количество трансформаторов.

Коэффициент перегрузки не должен превышать  $K_з \leq 1,4$

Коэффициент перегрузки определяется:

$$K_{пер} = \frac{S'_{расч.мах}}{S_{ном}} \quad (2.8)$$

Рассмотрим для примера КТП №1

$S_{расч.мах} = 1175,3 / 0,95 = 1211,65$  кВА;

$K_з = 1237,16 / (2 \cdot 1000) = 0,6$

Коэффициент перегрузки не должен превышать  $K_з \leq 1,4$

$K_{пер} = 1237,16 / 100 = 1,21 \leq 1,4$

Коэффициент перегрузки не должен превышать  $K_{пер} \leq 1,4$  для КТП №1  
коэффициент перегрузки соответствует требованию.

Таким образом, принимаем на КТП №1 два трансформатора по 1000 кВА. Дальнейший расчёт сведём в таблицу 2.5



Таблица 2.5 – Выбор трансформаторов на подстанциях

№ кТП	Рсум, кВт	$\cos\varphi_{\text{ср.вз.}}$	Срасч.мах,кВ А	Кзагр	Кпер	Марка трансформат ора
1	1175,3	0,976	1211,65	0,62	1,21	ТМЗ-2х1000
2	516,45	0,85	607,6	0,48	0,96	ТМЗ-2х630
3	678,475	0,98	692,3	0,55	1,1	ТМЗ-2х630
4	878,45	0,87	1009,7	0,5	1,01	ТМЗ-2х1000
5	1049,83	0,93	1128,85	0,56	1,13	ТМЗ-2х1000
6	1217,8	0,976	1255,5	0,63	1,26	ТМЗ-2х1000
7	940,8	0,85	969,9	0,485	0,97	ТМЗ-2х1000
8	249,5	0,98	257,2	0,5	1,0	ТМЗ-2х250
9	973,5	0,87	1003,6	0,5	1,0	ТМЗ-2х1000
10	1050	0,93	1082,5	0,54	1,08	ТМЗ-2х1000
11	1147,6	0,976	1183,1	0,59	1,18	ТМЗ-2х1000
12	678,5	0,85	699,4	0,56	1,11	ТМЗ-2х630

Рассчитаем потери мощности и активной энергии в трансформаторах.

Потери мощности определим по следующим формулам[2.9,2.10]:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{\text{кз.}}}{n} \cdot \left( \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном}}} \right) + n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \quad (2.9)$$

$$\Delta Q = \frac{\Delta U_{\text{кз.}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + S_{\text{ном}} \cdot \frac{I_{\text{х.х.}} \%}{100} \quad (2.10)$$

где  $\Delta P_{\text{кз.}}$ ,  $\Delta P_{\text{xx}}$ ,  $U_{\text{кз.}} \%$ ,  $I_{\text{xx}} \%$  - паспортные данные;

$S_{\text{нагр}}$  – расчетная мощность трансформаторной подстанции, кВт;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВт;

$N$  – Количество трансформаторов.

Потери активной энергии определим по формуле:

$$\Delta A = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot \tau_{zod} + \tau \cdot \left( \frac{S_{назр}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \frac{\Delta P_{кз}}{n} \quad (2.11)$$

где  $\tau_{zod}$  - фактическое время работы потребителей в год,  $\tau_{zod}=8760$  ч;

$\tau$  - время максимальных потерь, ч,  $\tau = 2988$  ч.

Расчёт сведём в таблицу 2.6

Таблица 2.6 – Потери мощности и активной энергии

№ КТП, Стр-ов		$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$U_{кз}$ , %	$I_{xx}$ , %	$S_{нагр}$ , кВт	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , кВАр	$\Delta A$ , мВт·ч
1		2	3	4	5	6	7	8	9
1	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	1211,65	11,2	17,06	61,18
2	2x630	1,25	7,6	5,5	1,7	607,6	6,16	10,76	32,46
3	2x630	1,25	7,6	5,5	1,7	692,3	6,67	10,77	35,61
4	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	1009,7	9,96	17,05	51,87
5	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	1128,85	10,68	17,06	56,5
6	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	1255,5	10,1	15,2	59,2
7	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	969,9	7,16	10,8	36,5
8	2x250	1,5	5,6	5,5	1,7	257,2	5,5	9,7	32,7
9	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	1003,6	10,9	15,1	50,9
10	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	1082,5	10,7	14,2	53,5
11	2x1000	1,9	12,2	5,5	1,7	1183,1	7,7	10,9	34,6
12	2x630	1,25	7,6	5,5	1,7	699,4	6,96	10,05	36,87

Определим суммарную мощность с учетом потерь в трансформаторе по формуле;

$$S_{\Sigma} = (P_{сум i} + \Delta P_i) + j(Q_{сум i} + \Delta Q_i); \quad (2.12)$$

$$S_1=(1175,3+11,35)+j(294,56+17,06)=1186,5+j311,62=1226,74 \text{ кВА},$$

$$S_2=522,61+j330,85=618,57 \text{ кВА},$$

$$S_3=685,14+j148,43=701,03 \text{ кВА},$$

$$S_4=888,4+j514,85=1026,8 \text{ кВА},$$

$$S_5=978,67+j597,83=1146,82 \text{ кВА}.$$

### 2.3 Выбор сечений жил кабелей на напряжение 0,4 кВ

Подробный расчет выполним для объектов, получающих питание от ТП 1-5, выбранного варианта системы электроснабжения. Сравнивать будем только отличающиеся части схем.

Выбор сечения жил кабелей производится по заданному значению потерь напряжения и без учета индуктивного сопротивления. Согласно рекомендациям сети напряжения до 1 кВ могут быть рассчитаны без учета индуктивного сопротивления, если их коэффициент мощности близок к 1. Допустимую величину потерь напряжения принимаем 5% (от КТП до вводов в здания) в нормальном режиме, в аварийном 10%.

Значения удельной потери напряжения[8]

$$\Delta U_{\text{тб}} \leq \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{M_a}$$

где  $M_a = P \cdot L$  – момент активной нагрузки, кВт·км

$\Delta U_{\text{тб}}$  – табличное значение удельной величины потери напряжения в % на 1 кВт·км

$\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимы потери напряжения в линии, %

КТП №1:

Жилой дом № 1

ВРУ-1

$$P=180,94 \text{ кВт},$$

$$L=0,079 \text{ км},$$

$$Ma=180,94 \cdot 0,079=14,3 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

Расчетный ток найдем по формуле:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} \quad (2.13)$$

$$I_p = \frac{180,94}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 266,8 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$$

$$\Delta U = \Delta U_{\text{тб}} \cdot Ma = 0,189 \cdot 14,3 = 2,7\% \leq 5\%$$

Принимаем 2 взаиморезервирующих кабеля 2хААШв-4х120 мм<sup>2</sup>

ВРУ-2

$$P=169,628 \text{ кВт},$$

$$L=0,104 \text{ км},$$

$$Ma=169,628 \cdot 0,104=17,6 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{169,628}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 250,13 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$$

$$\Delta U = 0,189 \cdot 17,6 = 3,3\% \leq 5\%$$

Принимаем 2 взаиморезервирующих кабеля 2хААШв-4х120 мм<sup>2</sup>

ВРУ-3

$$P=165,916 \text{ кВт},$$

$$L=0,072 \text{ км},$$

$$Ma=165,916 \cdot 0,072=11,9 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{165,916}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 244,66 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$$

$$\Delta U=0,189 \cdot 11,9=2,25\% \leq 5\%$$

Принимаем 2 взаиморезервирующих кабеля 2хААШв-4х120 мм<sup>2</sup>

ВРУ-4

$$P=165,916 \text{ кВт},$$

$$L=0,073 \text{ км},$$

$$Ma=165,916 \cdot 0,073=12,1 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{165,916}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 244,66 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$$

$$\Delta U=0,189 \cdot 12,1=2,3\% \leq 5\%$$

Принимаем 2 взаиморезервирующих кабеля 2хААШв-4х120 мм<sup>2</sup>

Жилой дом № 2:

$$P=181,4 \text{ кВт},$$

$$L=0,045 \text{ км},$$

$$Ma=181,4 \cdot 0,045=8,2 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{181,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 267,5 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$$

$$\Delta U=0,189 \cdot 8,2=1,55\% \leq 5\%$$

Принимаем 2 взаиморезервирующих кабеля 2хААШв-4х120 мм<sup>2</sup>

Жилой дом № 14:

ВРУ-1

$$P=82,958 \text{ кВт},$$

$$L=0,024 \text{ км},$$

$$Ma=82,958 \cdot 0,024=2 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{82,958}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 122,3 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=135 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,64\%$$

$$\Delta U=0,64 \cdot 2=1,28\% \leq 5\%$$

ВРУ-2

$$P=165,916 \text{ кВт},$$

$$L=0,052 \text{ км},$$

$$Ma=165,916 \cdot 0,052=8,6 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{165,916}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 244,66 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,189\%$$

$$\Delta U=0,189 \cdot 8,6=1,62\% \leq 5\%$$

В аварийном режиме

$$P=(82.958+165.916) \cdot 0.9=223.9866$$

$$L_{\text{перем}}=0,026 \text{ км}$$

$$L=0.052 \text{ км}$$

$$Ma=223,9866 \cdot 0,052=11,6 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_p = \frac{223,9866}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,98} = 330,28 \text{ А}$$

$$F=185 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=345 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,138\%$$

$$Ma=165,916 \cdot 0,026=4,3 \text{ кВт} \cdot \text{км}$$

$$I_{\text{расч}}=244,6 \text{ А}$$

$$F=120 \text{ мм}^2, I_{\text{доп}}=270 \text{ А}, \Delta U_{\text{тб}}=0,138\%$$

$$\Delta U = 0,189 \cdot 4,3 = 0,8\% \leq 5\%$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = 1,6 + 0,8 = 2,4\% \leq 10\%$$

Принимаем по одному кабельному вводу на каждое ВРУ кабелями марки ААШВ-4х185 мм<sup>2</sup> и перемычка между обеими ВРУ кабелем ААШВ-4х120 мм<sup>2</sup>. Дальнейший расчет сведем в таблицу 2.7

Таблица 2.7 – Выбор сечения кабеля на напряжение 0,4 кВ

№ КТП	№ дома	ВРУ	P, кВт	L, км	Ma, кВт·км	I <sub>p</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	F, мм <sup>2</sup>	ΔU <sub>тб</sub> , %	ΔU
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	№1	1	180,94	0,079	14,3	266,8	270	120	0,189	2,7
		2	169,628	0,104	17,6	250,13	270	120	0,189	3,3
		3	165,916	0,072	11,9	244,66	270	120	0,189	2,25
		4	165,916	0,073	12,1	244,66	270	120	0,189	2,3
	№2		181,4	0,045	8,2	267,5	270	120	0,189	1,55
	№14	1	82,958	0,024	4,3	330,28	345	185	0,138	2,4
		2	165,616	0,052	4,3	330,28	345	185	0,138	2,4
2	№3		121,2	0,0325	3,9	178,71	200	70	0,321	1,25
	№4	1	116,48	0,037	4,3	171,7	200	70	0,321	1,38
		2	128,33	0,02	2,57	189,2	200	70	0,321	0,8
		3	119,18	0,038	4,53	175,74	200	70	0,321	1,45

## Окончание таблицы 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	№5	1	136,54	0,034	4,6	201,34	245	95	0,24	1,1
		2	68,27	0,036	2,5	100,66	115	25	0,908	2,27
		3	68,27	0,038	2,6	100,66	115	25	0,908	2,36
	№6		183,21	0,036	6,6	270,16	305	150	0,152	1
	№7		183,21	0,047	8,6	270,16	305	150	0,152	1,3
4	№8	1	108,83	0,056	6,09	160	200	70	0,321	1,95
		2	198,77	0,04	7,95	293,1	150	150	0,152	1,21
		3	114,03	0,063	7,2	168,15	200	70	0,321	2,3
	№12	1	164,04	0,035	5,7	241,86	270	120	0,189	1,08
		2	122,14	0,033	4,03	180,1	200	70	0,321	1,3
		3	122,14	0,043	5,25	180,1	200	70	0,321	1,68
5	№9	1	108,83	0,02	2,18	160,5	200	70	0,321	0,7
		2	116,48	0,063	7,34	171,76	200	70	0,321	2,31
		3	128,68	0,089	11,45	189,7	200	70	0,321	3,67
	№10	1	112,06	0,023	2,58	165,24	200	70	0,321	0,8
		2	112,06	0,047	5,27	165,24	200	70	0,321	1,7
		3	112,06	0,061	6,8	165,24	200	70	0,321	2,2
	№11		151,5	0,103	15,6	223,4	270	120	0,189	2,95
	№13		151,5	0,063	9,5	223,4	270	120	0,189	1,8



## 2.4 Расчёт схемы распределительной сети 10 кВ

### 2.4.1 Расчёт потокораспределения мощности вариантов распределительной сети 10 кВ

Для электроснабжения жилого района имеющего в основном электроприёмники 2 категории на напряжение 10 кВ рассмотрим два варианта схем электроснабжения – радиально – магистральную и кольцевую для ТП №№1-5.

Сравнивать будем только отличающиеся части схем.

а) Рассмотрим радиально-магистральную схему.

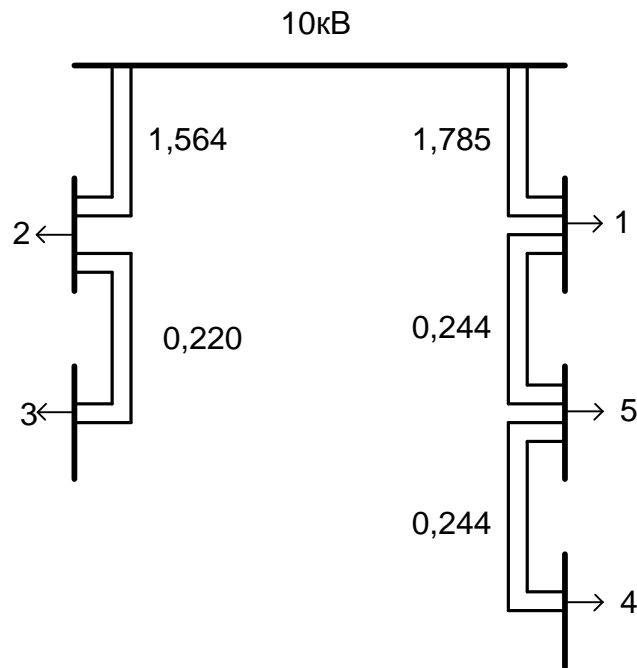


Рисунок 2.1 – Радиально-магистральная схема распределительной сети 10 кВ

Полная мощность подстанции:

$$S=P+jQ \quad (2.14)$$

где  $P$  – активная мощность подстанции, кВт;

$Q$  – реактивная составляющая мощность подстанции, кВАр.

Определим полную мощность на подстанциях:

$$S_1 = 1186,65 + j311,62 = 1226,74 \text{ кВА},$$

$$S_2 = 522,61 + j330,85 = 618,57 \text{ кВА},$$

$$S_3 = 685,14 + j148,43 = 701,03 \text{ кВА},$$

$$S_4 = 888,4 + j514,85 = 1026,8 \text{ кВА},$$

$$S_5 = 978,67 + j597,83 = 1146,82 \text{ кВА}$$

Рассчитаем потоки мощности на участках схемы:

$$S_{5-4} = S_4 = (888,4 + j514,85) = 1026,8 \text{ кВА},$$

$$S_{1-5} = S_{5-4} + S_5 = (888,4 + j514,85) + (978,67 + j597,83) = (1867,07 + j1112,68) = 2173,48 \text{ кВА},$$

$$S_{0-1} = S_{1-5} + S_1 =$$

$$(1867,07 + j1112,68) + (1186,65 + j311,62) = (3053,72 + j1424,3) = 3369,54 \text{ кВА},$$

$$S_{2-3} = S_3 = (685,14 + j148,43) = 701,03 \text{ кВА},$$

$$S_{0-2} = S_{2-3} + S_2 = (685,14 + j148,43) + (522,61 + j330,85) = (1207,75 + j479,28) = 1299,37$$

кВА

б) Рассмотрим кольцевую схему

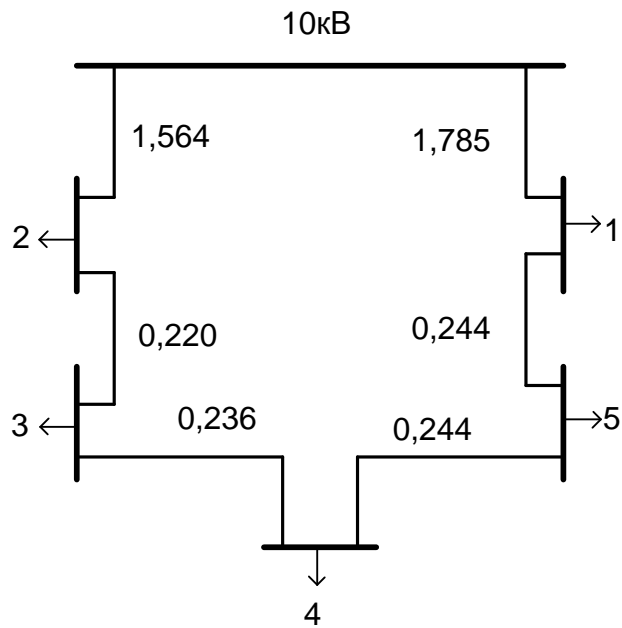


Рисунок 2.2– Кольцевая схема распределительной сети 10 кВ

Потоки активной мощности на головных участках равны:

$$P_n = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} P_i \cdot e_i}{\sum_{i=1}^n e_i} \quad (2.15)$$

где  $P_n$  – активная мощность  $n$ -го головного участка, кВА;

$P_i$  – активная мощность  $i$ -ой подстанции начиная с последней, кВА;

$e_i$  – длина линии ( $i$ -ой) до  $i$ -ой подстанции от источника питания, км.

Потоки реактивной мощности на головных участках равны:

$$Q_n = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} Q_i \cdot e_i}{\sum_{i=1}^n e_i} \quad (2.16)$$

где  $Q_n$  – реактивная мощность  $n$ -го головного участка, кВА;

$Q_i$  – реактивная мощность  $i$ -ой подстанции начиная с последней, кВА;

$e_i$  – длина линии ( $i$ -ой) до  $i$ -ой подстанции от источника питания, км.

Кольцевая расчётная схема имеет следующий вид.

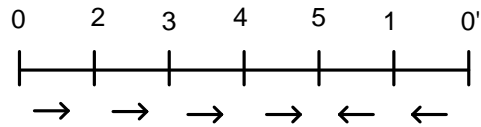


Рисунок 2.3 – Расчетная схема

Подставив значения в уравнение (2.15) найдём потоки активной мощности на головных участках:

$$P_{0-2} = \frac{(522,61 \cdot 2,729) + (685,14 \cdot 2,509) + (888,4 \cdot 2,273) + (978,67 \cdot 2,029) + (1186,65 \cdot 1,785)}{4,293} =$$

2158,97 кВт,

$$P_{0'-1} = \frac{(522,61 \cdot 1,564) + (685,14 \cdot 1,784) + (888,4 \cdot 2,02) + (978,67 \cdot 2,264) + (1186,65 \cdot 2,508)}{4,293} =$$

2102,5 кВт,

Выполним проверку

$$P_{0-2} + P_{0'-1} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$$

$$4261,47 \text{ кВА} = 4261,47 \text{ кВт};$$

Для того чтобы определить точку потокораздела, необходимо рассчитать потоки мощности на остальных участках схемы.

$$P_{2-3} = P_{0-2} - P_2 = 2158,97 - 522,61 = 1636,36 \text{ кВт},$$

$$P_{3-4} = P_{2-3} - P_3 = 1636,36 - 685,14 = 951,22 \text{ кВт},$$

$$P_{4-5} = P_{3-4} - P_4 = 951,22 - 888,4 = 62,82 \text{ кВт},$$

$$P_{1-5}=P_{0'-1}-P_1=2102,5-1186,65=915,85 \text{ кВт.}$$

Таким образом, получили точку  $P_5$  – точкой потокораздела.

Подставив значения в уравнение (2.16) найдём потоки мощности на головных участках:

$$Q_{0-2}=\frac{(330,85*2,729)+(148,43*2,509)+(514,85*2,273)+(597,83*2,029)+(311,62*1,785)}{4,293} =$$

981,78 кВт,

$$Q_{0'-1}=\frac{(330,85*1,564)+(148,43*1,784)+(514,85*2,02)+(597,83*2,264)+(311,62*2,508)}{4,293} =$$

921,8 кВт,

Выполним проверку,

$$Q_{0-2} + Q_{0'-1} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5$$

$$1903,57 \text{ кВА}=1903,58 \text{ кВар};$$

Для того чтобы определить точку потокораздела, необходимо рассчитать потоки мощности на остальных участках схемы:

$$Q_{2-3}=Q_{0-2}-Q_2=981,78-522,61=459,17 \text{ кВар},$$

$$Q_{3-4}=Q_{2-3}-Q_3=459,17-148,43=310,74 \text{ кВар},$$

$$Q_{4-5}=Q_{0'-1}-Q_4=921,8-514,85=406,95 \text{ кВар},$$

$$Q_{1-5}=Q_{0'-1}-Q_1=921,8-311,62=610,18 \text{ кВар},$$

Таким образом, получили точку  $Q_4$  – точкой потокораздела.

Полная мощность на участках будет равна:

$$\begin{aligned}
S_{4-5} &= P_{4-5} + jQ_{4-5} = 62,82 - j95,33 = 114,17 \text{ кВА}, \\
S_{1-5} &= P_{1-5} + jQ_{1-5} = 915,85 + j610,18 = 1100,5 \text{ кВА}, \\
S_{3-4} &= P_{3-4} + jQ_{3-4} = 951,22 + j310,74 = 1000,6 \text{ кВА}, \\
S_{2-3} &= P_{2-3} + jQ_{2-3} = 1636,36 + j459,17 = 1699,56 \text{ кВА}, \\
S_{0-2} &= P_{0-2} + jQ_{0-2} = 2158,97 + j981,78 = 2371,71 \text{ кВА}, \\
S_{0-1} &= P_{0-1} + jQ_{0-1} = 2102,5 + j921,8 = 2295,69 \text{ кВА},
\end{aligned}$$

#### 2.4.2 Выбор кабелей в сети 10 кВ и определение потерь мощности и активной энергии в линиях

а) Произведем расчет для радиально-магистральной схемы:

Используем кабели марки ААШв,

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n} \cdot K_n, A, \quad (2.17)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot K_n, A, \quad (2.18)$$

$K_n = 0,9$  - поправочный коэф. при расчетной температуре среды, °С [8],

$n = 2$  – количество линий.

Таблицы 2.8 – Выбор сечения кабеля на напряжение 10 кВ

Участок	Длина, км	S <sub>нагрВЛ</sub> , кВА	I <sub>раб</sub> , А	I <sub>п/ав</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечение
1	2	3	4	5	6	7
4-5	0,244	1026,8	26,71	53,42	75	3х25
1-5	0,244	2173,48	56,5	113,07	115	3х35
0-1	1,785	3369,54	97,38	194,76	205	3х95
2-3	0,22	701,03	18,23	36,47	75	3х25
0-2	1,564	1299,37	33,8	67,6	75	3х25

Найдем потери напряжения, потери мощности, потери активной энергии в проводах по формулам:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб}} \cdot L \cdot (r_{\text{уд}}/n \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}}/n \cdot \sin\varphi)}{U_{\text{ном}}} * 100\%, \quad (2.19)$$

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot r_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}; \quad (2.20)$$

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{\text{раб}}^2 \cdot x_{\text{уд}}/n \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВАр}; \quad (2.21)$$

$$\Delta A = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.22)$$

$\tau$  – время максимальных потерь,  $\tau=2988$  ч.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 2.9

Таблица 2.10 – Расчет мощности и активной энергии для линий.

Участок	L,км	Сечение	cosφ	r <sub>уд</sub> , Ом /км	x <sub>уд</sub> , Ом /км	ΔU, %	ΔP,кВт	ΔQ,кВАр	ΔA, МВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4-5	0,244	3x25	0,87	1,17	0,113	0,092	3,055	0,25	9,13
1-5	0,244	3x35	0,9	0,84	0,095	0,092	9,81	1,11	29,32
0-1	1,785	3x95	0,92	0,31	0,083	0,44	78,7	21,07	235,2
2-3	0,22	3x25	0,98	1,17	0,113	0,063	1,28	0,11	3,83
0-2	1,564	3x25	0,92	1,17	0,113	0,782	31,36	2,65	93,69
Итого									371,17

б) Произведём расчёт для кольцевой схемы:

Используем кабели марки ААШв,

Аварийный ток в этом случае рассчитывается по формуле:

$$I_{н/ав} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, A, \quad (2.23)$$

где  $S_{\Sigma}$  – максимальная полная мощность в аварийном режиме, кВт;

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5$$

Рабочий ток в этом случае рассчитывается по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \cdot K_n, A, \quad (2.24)$$

где  $S_{сум}$  – суммарная мощность от точки потоко раздела до данного участка, кВт;

Для примера рассмотрим участок 0-2 при отключение участка 0-1:



$$I_{a\phi 0-2} = \frac{(1226,74 + 618,57 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 272,8 A$$

$$I_{a\phi 2-3} = \frac{(1226,74 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 237,07 A$$

$$I_{a\phi 3-4} = \frac{(1226,74 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 196,5 A$$

$$I_{a\phi 4-5} = \frac{(1226,74 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 137,2 A$$

Участок 0-1 отключен тогда:

$$I_{a\phi 0-1} = \frac{(1226,74 + 618,57 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 272,8 A$$

$$I_{a\phi 1-5} = \frac{(618,57 + 701,03 + 1026,8 + 1146,82)}{10 \cdot \sqrt{3}} = 201,92 A$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{2371,71}{10 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,9 = 123,4 A$$

Таблица-2.11 – Выбор сечения кабелей на напряжение 10 кВ

Участок	Длина, км	S <sub>нагрВЛ</sub> , кВА	I <sub>раб</sub> , А	I <sub>п/ав</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	Сечение
1	2	3	4	5	6	7
0-2	1,564	2371,71	123,4	272,8	310	3x185
2-3	0,220	1699,56	88,4	237,07	275	3x150
3-4	0,236	1000,6	52,05	196,5	205	3x95
4-5	0,224	114,17	5,94	137,2	165	3x70
1-5	0,224	1100,5	57,25	201,92	205	3x150
0-1	1,785	2295,69	132,7	276,5	310	3x185

Найдем потери напряжения, потери мощности, потери активной энергии в проводах по формулам (2.19-2.22):

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.12

Таблица 2.12 – Расчет мощности и активной энергии для линий.

Участок	L, км	Сечение	cosφ	$r_{уд}, \text{Ом} / \text{км}$	$x_{уд}, \text{Ом} / \text{км}$	$\Delta U, \%$	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{кВАр}$	$\Delta A, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-2	1,564	3x185	0,92	0,16	0,077	0,53	114,3	55,01	341,57
2-3	0,220	3x150	0,9	0,2	0,079	0,065	10,3	4,07	30,82
3-4	0,236	3x95	0,92	0,31	0,083	0,063	5,94	1,59	17,76
4-5	0,224	3x70	0,89	0,42	0,086	0,009	0,099	0,02	0,29
5-1	0,224	3x150	0,93	0,2	0,079	0,047	4,79	1,89	14,3
1-0	1,785	3x185	0,92	0,16	0,077	0,65	150,87	72,6	450,81
Итого									855,6

## 2.6 Выбор оборудования

### 2.6.1 Выбор оборудования на напряжение 10 кВ

Распределение электроэнергии от подстанции РТП до КТП производим кабельными линиями на 10 кВ.

Рассмотрим I радиально-магистральную схему.

Выключатели выбирают по номинальному току  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$ , номинальному напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,у}}$ , типу и роду установки.

Для защиты линий выбираем вакуумные выключатели серии ВВЭ-М.

В качестве примера рассмотрим выбор выключателя для защиты КЛ<sub>0-2</sub> до КТП2.

$U_{\text{номКЛ}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном.КЛ}}=33,8$  А. Выбираем выключатель ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2 с  $U_{\text{ном}}=10$  кВ,  $I_{\text{ном}}=630$  А.

Для остальных линий выбор осуществляется аналогично, сведем результаты в таблицу 2.13

Таблица 2.13 – Выбор выключателей на 10 кВ

КЛ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$ , А	Количество
1	2	3	4	5	6
0-2	10	33,8	ВВЭ-М-10- 20/630УХЛ2	630	2
0-1	10	89,9	ВВЭ-М-10- 20/630УХЛ2	630	2

Рассмотрим кольцевую схему:

Таблица 2.14 – Выбор выключателей на 10 кВ

КЛ	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{расч}}$ , А	Тип выключателя	$I_{\text{ном выкл}}$ , А	Количество
1	2	3	4	5	6
0-2	10	125,2	ВВЭ-М-10- 20/630УХЛ2	630	1
0-1	10	121,9	ВВЭ-М-10- 20/630УХЛ2	630	1

ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2 со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;  
 $I_{\text{ном}}=630$  А;

$I_{\text{ном.откл.}}=20$  кА; предельный сквозной ток  $I_{\text{скв}}=52$  кА; предельный ток  
 термической стойкости  $I_{\text{пр.т.ст.}}=20$  кА; собственное время выключателя  
 $t_{\text{вкл}}=0,03$  с,  $t_{\text{откл}}=0,05$  с.

### 2.6.2 Выбор оборудования на напряжение ниже 1 кВ

Для защиты линий 0,4 кВ будем использовать выключатели ВА 57.

Выключатели выбираем по условиям:

$$I_{\text{ном,а}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном,расц,т}} \geq I_{\text{раб}};$$

$$I_{\text{ном,расц,э}} \geq I_{\text{раб}}.$$

Таблица 2.15 - Выбор выключателей на 0,4 кВ

№ КТП	№ Жилого дома	Кол-во выкл	$I_{\text{раб}}, \text{А}$	Тип выключателя	$I_{\text{ном,а}}, \text{А}$	$I_{\text{расч,расц,т}}, \text{А}$	$I_{\text{ном,расц,т}}, \text{А}$	$I_{\text{откл}}, \text{кА}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ж.д № 1 ветвь 1	2	266,8	ВА 57-39	630	333,5	400	40
	Ж.д № 1 ветвь 2	2	250,13	ВА 57-39	630	312,66	400	40
	Ж.д № 1 ветвь 3	2	244,66	ВА 57-39	630	305,82	400	40
	Ж.д № 1 ветвь 4	2	244,66	ВА 57-39	630	305,82	400	40
	Ж.д № 2 ветвь 1	2	267,5	ВА 57-39	630	334,37	400	40
	Ж.д № 14 ветвь 1	1	330,28	ВА 57-39	630	412,85	500	40
	Ж.д № 14 ветвь 2	1	330,28	ВА 57-39	630	412,85	500	40
	Ж.д № 14 ветвь 3 перемычка	1	244,6	ВА 57-39	630	305,75	400	40
2	Ж.д № 3 ветвь 1	2	178,71	ВА 57-35	250	223,4	250	40
	Ж.д № 4 ветвь 1	2	171,7	ВА 57-35	250	214,62	250	40
	Ж.д № 4 ветвь 2	2	189,2	ВА 57-35	250	236,5	250	40
	Ж.д № 4 ветвь 3	2	175,74	ВА 57-35	250	219,67	250	40

Окончание таблицы 2.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Ж.д № 5 ветвь 1	2	201,34	BA 57-39	630	251,67	400	40
	Ж.д № 5 ветвь 2	2	100,66	BA 57-35	250	125,8	160	40
	Ж.д № 5 ветвь 3	2	100,66	BA 57-35	250	125,8	160	40
	Ж.д № 6 ветвь 1	2	270,16	BA 57-39	630	337,7	400	40
	Ж.д № 7 ветвь 2	2	270,16	BA 57-39	630	337,7	400	40
4	Ж.д № 12 ветвь 1	2	241,89	BA 57-39	630	302,36	400	40
	Ж.д № 12 ветвь 2	2	180,1	BA 57-35	250	225,12	250	40
	Ж.д № 12 ветвь 3	2	180,1	BA 57-35	250	225,12	250	40
	Ж.д № 8 ветвь 1	2	160	BA 57-35	250	200	250	40
	Ж.д № 8 ветвь 2	2	293,1	BA 57-39	630	366,37	400	40
	Ж.д № 8 ветвь 3	2	168,15	BA 57-35	250	210,2	250	40
5	Ж.д № 9 ветвь 1	2	160,5	BA 57-35	250	200,6	250	40
	Ж.д № 9 ветвь 2	2	171,76	BA 57-35	250	214,7	250	40
	Ж.д № 9 ветвь 3	2	189,7	BA 57-35	250	237,12	250	40
	Ж.д № 10 ветвь 1	2	165,24	BA 57-35	250	206,55	250	40
	Ж.д № 10 ветвь 2	2	165,24	BA 57-35	250	206,55	250	40
	Ж.д № 10 ветвь 3	2	165,24	BA 57-35	250	206,55	250	40
	Ж.д № 11 ветвь 1	2	223,4	BA 57-39	630	279,25	400	40

## **2.7 Технико-экономическое сравнение двух вариантов схем распределительных сетей 10 кВ**

Сравнивать будем только отличающиеся части схем.

Экономичность сопоставляемых вариантов определяется путем сравнения затрат двух вариантов по формуле:

$$З = E \cdot K + И + \Delta A \cdot c \quad (2.25)$$

где  $E=0,12$  – нормативный коэффициент.

$\Delta A$  - годовая стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах.

$И$  – издержки.

$K$ - величина капитальных затрат.

$c$  – тариф на электроэнергию.

$$И = (И_a + И_p + И_o) \cdot K$$

$И_a$  – издержки на амортизацию;

$И_p$  – издержки на ремонт;

$И_o$  – издержки на обслуживание.

Так как схемы электроснабжения отличаются лишь протяженностью КЛ и количеством выключателей, то вести полное технико-экономическое сравнение вариантов нецелесообразно. Так как потери электроэнергии в трансформаторах одинаковы для двух схем, то их в расчет не будем включать. Проведем расчет только в отличающейся части.

Расчет стоимости строительства КЛ 10 кВ:

1. Технические показатели КЛ.

1.1. Количество линий – две.

1.2. Марка кабеля - ААШв

1.3. Тип опор – железобетонные.

2. Общая характеристика района прохождения КЛ 10 кВ.

## 2.1. Месторасположение кабельной линии – Республика Хакасия.

I вариант схемы:

Характеристика и технико-экономические показатели КЛ 10 кВ.

### 1.2. Протяженность КЛ:

Участок 4-5 = 0,244 км;

Участок 1-5 = 0,224 км;

Участок 0-1 = 1,785 км;

Участок 2-3 = 0,220 км;

Участок 0-2 = 1,564 км;

### 1.3. Сечение линий и цена кабеля см таблицу 5.1:

ААШв 3х25 = 149,18 рублей за 1 метр кабеля,

ААШв 3х35 = 185,68 рублей за 1 метр кабеля,

ААШв 3х95 = 269,4 рублей за 1 метр кабеля,

Таблица 2.16 – Расчет затрат на строительство КЛ 10 кВ

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Стоимость КЛ 10 кВ по базисным показателям	66,83+83,2+961,758+65,64+466,635	1644,063
Участок 5-4	149,18·0,224·2	66,83
Участок 1-5	185,68·0,224·2	83,2
Участок 0-1	269,4·1,785·2	961,758
Участок 2-3	149,18·0,220·2	65,64
Участок 0-2	149,18·1,564·2	466,635
Итого		
Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат сопутствующих строительству 19,1 %*)	1644,063+(1644,03·0,191)	1958,08



Примечание:

\*19,1% - для напряжений 0,4-10 кВ.

Всего:  $1958,08 \cdot 1,09 = 2134,3$  тыс. руб.

Расчет стоимости выключателей.

Таблица 2.17 – Расчет затрат на выключатели

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Вакуумные выключатели 10 кВ	$4 \times 118$	472
Итого		472

- строительно-монтажные работы

$472 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 524,628$  тыс. руб.,

где 5,85 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- оборудование

$472 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 1115,81$  тыс. руб.,

где 3,94 - индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учета НДС).

- пусконаладочные работы

$472 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 238,64$  тыс. руб.,

где 12,64- индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строительства (без учета НДС).

- прочие затраты

$472 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 621,06$  тыс. руб.,

где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (без учета НДС).

Всего:  $524,628 + 1115,81 + 238,64 + 621,06 = 2500,138 \cdot 1,09 = 2725,15$  тыс. руб.

$$K = 2134,3 + 2725,15 = 4859,45 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{КЛ}} = (I_a + I_p + I_o) \cdot K = (0,01 + 0,025 + 0,02) \cdot 2134,3 = 117,39 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{выкл}} = 0,093 \cdot 2725,15 = 253,44 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Sigma} = 370,83 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta A = 371,17 \text{ МВт} \cdot \text{ч (табл.5.2).}$$

$$Z_I = E \cdot K + I + \Delta A \cdot c = 0,12 \cdot 4859,45 \cdot 1,18 + 370,83 \cdot 1,18 + 371,17 \cdot 27,8 = 11443,22 \text{ тыс.руб.}$$

$$c = 27,8 \text{ руб/МВтч} - \text{тариф на потери ээ.}$$

II вариант схемы:

Характеристика и технико-экономические показатели КЛ 10 кВ.

2.2. Протяженность КЛ:

$$\text{Участок 0-2} = 1,564 \text{ км;}$$

$$\text{Участок 2-3} = 0,220 \text{ км;}$$

$$\text{Участок 3-4} = 0,236 \text{ км;}$$

$$\text{Участок 4-5} = 0,244 \text{ км;}$$

$$\text{Участок 5-1} = 0,244 \text{ км;}$$

$$\text{Участок 1-0} = 1,785 \text{ км.}$$

2.3. Сечение линий и цена кабеля см таблицу 5.3:

$$\text{ААШв } 3 \times 70 = 265,2 \text{ рублей за 1 метр кабеля,}$$

$$\text{ААШв } 3 \times 95 = 269,4 \text{ рублей за 1 метр кабеля,}$$

$$\text{ААШв } 3 \times 150 = 385,32 \text{ рублей за 1 метр кабеля}$$

$$\text{ААШв } 3 \times 185 = 508,2 \text{ рублей за 1 метр кабеля}$$

Таблица 2.18 – Расчет затрат на строительство КЛ 10 кВ

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Стоимость КЛ 10 кВ по базисным показателям	794,8+84,77+62,58+64,7+94,02+907,14	2009,01
Участок 0-2	508,2·1,564	794,8
Участок 2-3	385,32·0,220	84,77
Участок 3-4	269,4·0,236	63,58
Участок 4-5	265,2·0,244	64,7
Участок 5-1	385,32·0,244	94,02
Участок 1-0	508,2·1,785	907,14
Итого		
Стоимость строительства ВЛ (с учетом затрат сопутствующих строительству 19,1 %*)	2009,1+(2009,01·0,191)	2392,73

Всего:  $2392,73 \cdot 1,09 = 2608,1$  тыс. руб.

Расчет стоимости выключателей.

Таблица 2.19– Расчет затрат на выключатели

Составляющие затрат	Расчет затрат	Величина затрат, тыс. руб.
1	2	3
Вакуумные выключатели 10 кВ	$2 \times 118$	236
Итого		236

- строительно-монтажные работы

$$236 \cdot 0,19 \cdot 5,85 = 262,3 \text{ тыс. руб.},$$

где 5,85 - индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строителъств (без учета НДС).

- оборудование

$$236 \cdot 0,6 \cdot 3,94 = 557,9 \text{ тыс. руб.},$$

где 3,94 - индекс изменения сметной стоимости оборудования (без учета НДС).

- пусконаладочные работы

$$236 \cdot 0,04 \cdot 12,64 = 119,32 \text{ тыс. руб.},$$

где 12,64- индекс изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ по видам строителъства (без учета НДС).

- прочие затраты

$$236 \cdot 0,17 \cdot 7,74 = 310,53 \text{ тыс. руб.},$$

где 7,74 - индекс изменения сметной стоимости прочих работ и затрат (без учета НДС).

$$\text{Всего: } 262,3 + 557,9 + 119,32 + 310,53 = 1250,05 \cdot 1,09 = 1362,55 \text{ тыс. руб.}$$

$$K = 2608,1 + 1362,55 = 3970,65 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{ВЛ}} = (I_a + I_p + I_o) \cdot K = (0,01 + 0,025 + 0,02) \cdot 2608,1 = 143,44 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{выкл}} = 0,093 \cdot 1362,55 = 126,72 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Sigma} = 270,16 \text{ тыс.руб.}$$

$$\Delta A = 855,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч (табл.4.4).}$$

$$Z_{\Pi} = E \cdot K + I + \Delta A \cdot c = 0,12 \cdot 3970,65 \cdot 1,18 + 270,16 \cdot 1,18 + 855,6 \cdot 27,8 = 24666,7 \text{ тыс.руб.}$$

$$c = 27,8 \text{ руб/МВтч} - \text{тариф на потери ээ.}$$

Сравним затраты:

$$(Z_{\Pi} - Z_I) / Z_{\Pi} \cdot 100\% = (24666,7 - 11443,22) / 24666,7 \cdot 100 = 53,6 \text{ \%}.$$

Выбираем схему I по минимуму затрат.

## 2.8 Проверка оборудования по токам короткого замыкания

### 2.8.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания на напряжение 10кВ ведется в относительных единицах.

Изобразим схему замещения для выбранной радиально-магистральной схемы.

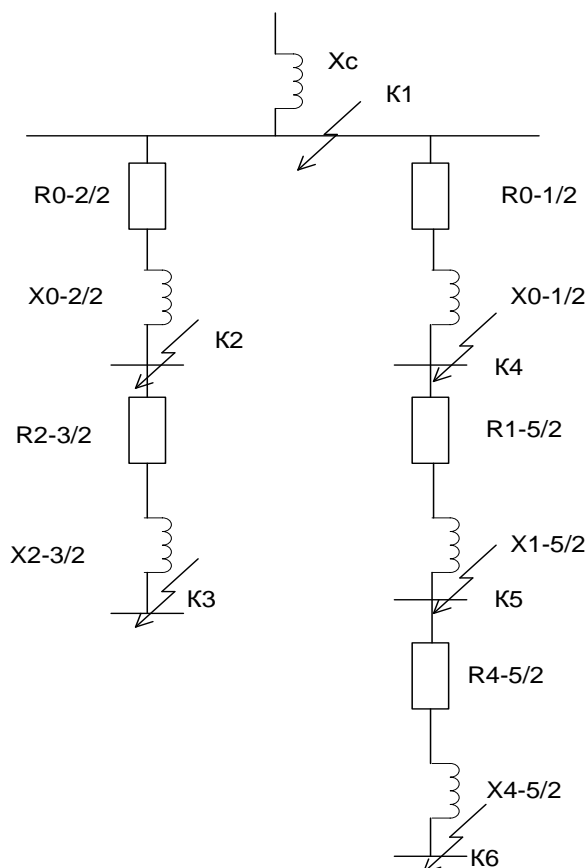


Рисунок 2.5 – Схема замещения

Схема замещения представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указываются все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток короткого замыкания, здесь же указываются точки, в которых необходимо определить ток короткого замыкания.

Сопротивление системы найдем по формуле:

$$X_c = \frac{S_6}{S_{откл}}, \quad (2.26)$$

где  $S_{откл}$  - отключающая способность головного выключателя, МВА;

$S_6$  – базисное значение мощности, равное 100 МВА.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot I_{ном.откл} \cdot U_{ном}, \quad (2.27)$$

где  $I_{ном.откл}$ ,  $U_{ном}$  - паспортные данные головного выключателя.

$$S_{откл} = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10 = 346,41 \text{ МВА.}$$

Базисное значение тока найдем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (2.28)$$

где  $U_6$  - базисное значение напряжения, равное 10,5 кВ.

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

Сопротивления элементов системы электроснабжения приводим к базисным уровням. Сопротивления линий определяются по выражениям:

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (2.29)$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (2.30)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  - удельное активное и реактивное сопротивления линий, Ом/км;

L - длина линии, км.

Расчет сопротивлений сведем в таблицу 2.20.

Ток короткого замыкания трехфазный определяется по формуле:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (2.31)$$

где  $Z_{\Sigma}$  - суммарное сопротивление участка до точки короткого замыкания.

Рассмотрим точку К1 короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = X_c = \frac{100}{346,41} = 0,289 \text{ о. е.}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,289} \cdot 5,499 = 19,028 \text{ кА.}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (2.32)$$

где  $K_{уд}$  - ударный коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{уд}=1$  [4].

Дальнейший расчет токов короткого замыкания на напряжение 10 кВ сведем в таблицу 2.20

Таблица 2.20 – Расчет сопротивлений

Участок	L,км	F,мм	r <sub>0</sub> ,ОМ/км	x <sub>0</sub> ,ОМ/км	R,о.е.	X,о.е.
1	2	3	4	5	6	7
4-5	0,244	25	1,17	0,099	0,26	0,022
1-5	0,244	35	0,84	0,095	0,186	0,021
0-1	1,785	95	0,31	0,083	0,502	0,134
2-3	0,220	25	1,17	0,099	0,233	0,019
0-2	1,564	25	1,17	0,099	1,66	0,012

Таблица 2.20– Расчет токов КЗ

Точка кз	Z <sub>Σ</sub> ,о.е.	X <sub>Σ</sub> / R <sub>Σ</sub>	K <sub>уд</sub>	I <sup>(3)</sup> <sub>кз</sub> ,кА	i <sub>уд</sub> , кА
1	2	3	4	5	6
K1	0,289	0	1	19,028	26,91
K2	2,615	0,06	1	2,10	2,96
K3	2,98	0,06	1	1,84	2,6
K4	0,52	0,27	1	10,575	14,91
K5	0,8	0,22	1	6,87	9,7
K6	1,113	0,16	1	4,94	6,966

### 2.8.2 Проверка оборудования в сети 10 кВ

Проверим выключатели, защищающие кабельные линии напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ВВЭ-М-10-20/630УХЛ2 со следующими параметрами: U<sub>ном</sub>=10 кВ;  
I<sub>ном</sub>=630 А;

I<sub>ном.откл.</sub>=20 кА; предельный сквозной ток I<sub>скв</sub>=52 кА; предельный ток термической стойкости I<sub>пр.т.ст.</sub>=20 кА; собственное время выключателя



$$t_{\text{вкл}}=0,03 \text{ с} , t_{\text{откл}}=0,05 \text{ с}.$$

По напряжению  $U_{\text{ном.выкл}}=U_{\text{ном.вл}}=10 \text{ кВ}$ .

Так как все рабочие токи КЛ меньше 630 А, то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 20 кА , то проверка по номинальному току отключения выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи кз меньше 52 кА, то проверка по предельному сквозному току кз на электродинамическую устойчивость отключения выполняется.

б) Проверим разъединители , напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

РВ-10/400 со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$ ;

Предельный сквозной ток  $I_{\text{скв}}=51 \text{ кА}$ ; предельный ток термической стойкости  $I_{\text{пр.т.ст.}}=20 \text{ кА}$ ;

По напряжению  $U_{\text{ном.выкл}}=U_{\text{ном.вл}}=10 \text{ кВ}$ .

Так как все рабочие токи ВЛ меньше 400 А , то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 20 кА , то проверка по предельному току термической стойкости выполняется.

Так как все рассчитанные ударные токи кз меньше 51 кА, то проверка по предельному сквозному току кз на электродинамическую устойчивость выполняется.

в) Проверим выключатели нагрузки , напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ВН-10/400 со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;  $I_{\text{ном}}=400$  А;

Предельный сквозной ток  $I_{\text{скв}}=41$  кА; предельный ток термической стойкости  $I_{\text{пр.т.ст.}}=16$  кА;

По напряжению  $U_{\text{ном.выкл}}=U_{\text{ном.вл}}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи КЛ меньше 400 А (таблица 5.3), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше 16 кА (таблица 8.2), то проверка по предельному току термической стойкости выполняется.

Выключатели нагрузки подходят по результатам проверки

г) Проверим предохранители ПКТ-103-10-80-31,5УЗ установленные на КТП №2 и КТП №3 , напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ПКТ-103-10-80-31,5УЗ со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;  $I_{\text{ном}}=80$  А;

Предельный ток термической стойкости  $I_{\text{пр.т.ст.}}=31,5$  кА;

Проверим предохранители ПКТ-104-10-200-31,5УЗ установленные на

КТП №2 и КТП №3 , напряжением 10 кВ. Проверку будем проводить по току КЗ и ударному току КЗ.

ПКТ-104-10-200-31,5УЗ со следующими параметрами:  $U_{\text{ном}}=10$  кВ;  
 $I_{\text{ном}}=200$  А;

Предельный ток термической стойкости  $I_{\text{пр.т.ст.}}=31,5$  кА;

По напряжению  $U_{\text{ном.выкл}}=U_{\text{ном.ВЛ}}=10$  кВ.

Так как все рабочие токи КЛ меньше номинальных (таблица 5.1), то проверка по длительному току выполняется.

Так как все рассчитанные токи кз меньше номинальных (таблица 8.2), то проверка по предельному току термической стойкости выполняется.

Предохранители подходят по результатам проверки

### **2.8.3 Проверка сечения кабеля на термическую устойчивость к действию токов короткого замыкания**

Минимальное сечение проводника должно отвечать требованиям его термической стойкости при коротких замыканиях. Поэтому должно выполняться условие:  $F \geq F_{\text{min}}$

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{e} \quad (2.33)$$

где  $B_k$ - импульс квадратичного тока короткого замыкания, кА 2 сек;

$e$ - функция, значение которой зависит от вида проводника и номинального

напряжения, А сек

$$B_k = (I_{кз}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_{ас}) \quad (2.34)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения элемента сети;

$T_{ас}$  - постоянная времени.

Проверку кабельных линий на термическую стойкость выполняем только на напряжение 10кВ. При этом  $t_{откл} = (0,16-0,2)$  сек,  $T_{01} = 0,01$  сек.,  $e=94$  – для кабеля с алюминиевой жилой (сплошной) и бумажной изоляцией.

а) Для кабеля сечением  $95 \text{ мм}^2$

$$B_k = 19,028^2 \cdot (0,18 + 0,01) = 68,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{68,8 \cdot 10^6}}{94} = 88,24 \text{ мм}^2$$

$$F_{\min} = 95 \text{ мм}^2,$$

Так как данное условие выполняется только для участка схемы 0-1

для всех остальных участков (0-2, 1-5, 2-3, 4-5) принимаем кабеля сечением  $95 \text{ мм}^2$

#### **2.8.4 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ**

Для установки напряжением до 1 кВ при расчете токов короткого замыкания считается, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора является неизменным.

Токи  $I_{кз}$  будем рассчитывать до самых близких зданий.

Расчет выполняется в именованных единицах. Сопротивление

элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводим к низшему напряжению по формуле:

$$Z_{10/0,4} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}} \cdot \left( \frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} \right)^2 ; \quad (2.35)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – ток КЗ элементов системы электроснабжения высшего напряжения;

$U_{\text{ср}}$  - среднее номинальное напряжение

$$\frac{U_{\text{ном.Н}}}{U_{\text{ном.В}}} = \frac{0,4}{10} = 0,04 \text{ – коэффициент трансформации.}$$

Для примера рассмотрим КТП №1 (до дома №1).

Расчетная схема имеет вид:

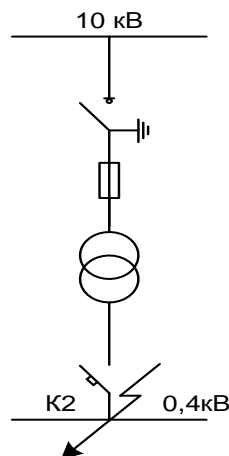


Рисунок 2.6 – Расчетная схема

Приведем сопротивления системы электроснабжения высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ по формуле(2.35):

$$Z_{\Sigma 10/0,4} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,575} = 0,00057 \text{ Ом;}$$

Соппротивление трансформаторов определяется по формулам:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{Н}}^2 \cdot 10^6}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.36)$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{U_{k\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{Н}}^2 \cdot 10^6}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.37)$$

Соппротивления трансформатора ТМЗ-1000/10/0,4

$$R_{\text{тр}} = \frac{12,2}{630} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{1000} = 0,0019 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{1,9}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4 \cdot 10^6}{1000} = 0,008 \text{ Ом};$$

Суммарное активное соппротивление, кроме соппротивлений элементов системы электроснабжения высокой стороны и трансформатора, должно учитывать переходное соппротивление контактов  $R_{\text{доб}}$ . Поэтому вводим  $R_{\text{доб}} = (15 \div 20) \text{ мОм}$

$$R = R_{\text{тр}} + R_{\text{доб}} = 0,0019 + 0,015 = 0,0169 \text{ мОм}.$$

Суммарное соппротивление:

$$Z_{\Sigma 0,4} = \sqrt{(R)^2 + (X_{\text{тр}})^2} + Z_{\Sigma 10/0,4}, \quad (2.38)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,0169)^2 + (0,008)^2} + 0,00057 = 0,02 \text{ Ом};$$

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К2 найдем по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (2.39)$$

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 54,57} = 11,56 \text{ кА}.$$

Из соотношения  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}, K_{\text{уд}}=1$ ,

Ударный ток для точки К2:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 11,56 = 16,2 \text{ кА};$$

Дальнейший расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ сведем в таблицу 2.21

Таблица 2.22 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

№ КТП	$Z_{10/0,4}, \text{ Ом}$	$Z_{0,4}, \text{ Ом}$	$Z, \text{ Ом}$	$I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$
1	2	3	4	5	6
1	0,00057	0,019	0,02	11,56	16,18
2	0,0012	0,023	0,024	9,63	13,48
3	0,00088	0,023	0,0239	9,67	13,54
4	0,0029	0,019	0,0219	10,56	14,78
5	0,0033	0,019	0,0223	10,37	14,51

Проверим автоматические выключатели марки ВА 57-39;

Номинальная отключающая способность  $I_{\text{откл, ном}}=40 \text{ кА}$ ,

Так как  $I_{\text{откл, ном}} \geq I_{\text{кз}}$ , (таблица 2.22) то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам КЗ.

### 2.8.5 Расчет токов однофазного короткого замыкания в сети до 1 кВ

Для правильного выбора параметров релейной защиты и автоматики в системе электроснабжения наряду с токами трехфазных КЗ необходимо знать токи несимметричных КЗ – в нашем случае однофазное КЗ, для проверки чувствительности автоматов к таким КЗ.

Для расчета  $I_{кз}^{(1)}$  по ПУЭ рекомендуется следующая упрощенная формула:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_n}, \quad (2.40)$$

где  $U_{\phi}$  - фазное напряжение сети;  $Z_T/3$  - сопротивление силового трансформатора при однофазном замыкании на корпус.

Полное сопротивление петли фазный - нулевой провод:

$$Z_n = \sqrt{(R_{\phi} + R_d + R_n + R_{тт} + R_a)^2 + (X' + X_{тт} + X_a)^2}, \quad (2.41)$$

где  $R_{\phi}$ ,  $R_n$  - суммарные активные сопротивления фазного и нулевого проводов всех участков рассчитываемой цепочки (ТП - ЭП - ТП).

Для проводов из цветных металлов  $R_{\phi}$  и  $R_n$  равны омическому сопротивлению при  $f = 50$  Гц;  $R_d$  - сопротивление дуги в точке КЗ принимается равным 30 мОм;  $R_{тт}$ ,  $X_{тт}$  - активное и индуктивное сопротивление трансформатора тока  $R_{тт} = 0,15$  мОм;  $X_{тт} = 0,21$  мОм;  $R_a$ ,  $X_a$  - активное и индуктивное сопротивление автоматических выключателей;  $X'$  - внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль, принимается равным 600 мОм/км.

$Z_T = 129$  мОм для трансформатора мощностью 630 кВА .

$Z_T = 81$  мОм для трансформатора мощностью 1000 кВА .



Рассмотрим расчет однофазного КЗ в точке К1

$$R_{\phi} = R_n = R_{\text{КЛП}} = 10,8 \text{ мОм};$$

$$X' = 0,6 \cdot 0,0027 = 0,00162 \text{ Ом} = 1,62 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(10,8 + 30 + 10,8 + 0,15 + 0,4)^2 + (16,2 + 0,21 + 0,99)^2} = 52,23 \text{ мОм},$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{Т}}}{3} + Z_{\Pi}} = \frac{220}{\frac{81}{3} + 52,23} = 2,78 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчет аналогичен.

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.23

### 2.8.6 Проверка защитных аппаратов сети 0,4 кВ на отключающую способность и чувствительность к токам КЗ

Проверка на отключающую способность защитных аппаратов осуществляется по выражению:

$$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{\text{КЗ}}.$$

Таблица 2.23 – Проверка автоматических выключателей жилком секторе

№ КТП	Тип автомата	$I_{\text{откл. ном. а}}, \text{ кА}$	$I_{\text{КЗ}}, \text{ кА}$
1	2	3	4
1	ВА57-39	40	2,78
2	ВА57-35	40	2,43
3	ВА57-39	40	2,5
4	ВА57-35	40	2,99
5	ВА57-35	40	2,96

Так как  $I_{откл, ном} \geq I_{КЗ}$ , то все автоматы выбраны правильно, и подходят по отключающей способности к токам КЗ.

Проверка чувствительности автоматических выключателей на линиях к однофазным КЗ выполняется по условию чувствительности (для автоматов с обратнозависимой характеристикой):

$$I_{КЗ}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{ном.расц.}$$

Проверка представлена в таблице 2.24

Таблица 2.23 – Проверка автоматических выключателей жилком секторе

№ КТП	Тип автомата	$I_{ном.расц.}$ , кА	$I_{КЗ}$ , кА
1	2	3	4
1	BA57-39	400	2,78
2	BA57-35	250	2,43
3	BA57-39	400	2,5
4	BA57-35	250	2,99
5	BA57-35	250	2,96

## 2.9 Анализ качества напряжения и расчет отклонения напряжения.

Качество напряжение зависит от потерь напряжения в отдельных элементах питающей сети. Отклонения напряжения согласно ГОСТ не должны выходить в нормальном режиме работы, за пределы:

- 1)  $(-2,5 \div +5) \%$  от  $U_{ном}$  – для освещения.
- 2)  $(-5 \div +10) \%$  от  $U_{ном}$  – на зажимах двигателей.
- 3)  $(-5 \div +5) \%$  от  $U_{ном}$  – на зажимах остальных электроприемников.

Отклонение напряжения на каждом участке определяем по формуле:

$$V = \left[ \frac{(U_{ин} - \Delta U_{участка}) - U_{ном}}{U_{ном}} \right] \cdot 100 \%, \quad (2.42)$$

Отклонения напряжения будем рассчитывать в максимальном и минимальном режиме для самого мощного и самого удаленного электроприемника от ГПП.

### Самый удаленный электроприемник.

Для максимального режима принимается напряжения на РП 1,05 от номинального. Принимаем  $U_0 = 10500 \text{ В}$ .

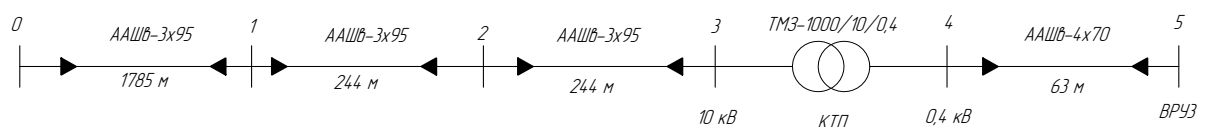


Рисунок 2.7-Схема замещения для самого удаленного электроприемника

Самый удаленный:

**а) максимальный режим:**  $U_{ин} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$ .

$U_0 = 10,5 \text{ кВ}$ ;

$\cos \varphi = 0.87$   $\sin \varphi = 0.2431$

**0-1:**  $L = 1785 \text{ м}$

$I_{\max} = 89.9 \text{ А.}$

$$\Delta U_{01} = \sqrt{3} \cdot 97,38 \cdot 1,785 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 87,27 \text{ В};$$

$$U_1 = 10500 - 87,27 = 10412,73 \text{ В};$$

**1-2:**  $L = 244 \text{ м}$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,083 \text{ Ом} / \text{км}; r_0 = 0,31 \text{ Ом} / \text{км};$$

ток  $I_{\max} = 56,5 \text{ А.}$

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3} \cdot 56,5 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 6,9 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10412,73 - 6,9 = 10405,83 \text{ В.}$$

**2-3:**  $L = 244 \text{ м.}$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431;; x_0 = 0,083 \text{ Ом} / \text{км}; r_0 = 0,31 \text{ Ом} / \text{км};;$$

ток  $I_{\max} = 26,71 \text{ А.}$

$$\Delta U_{23} = \sqrt{3} \cdot 26,71 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 3,27 \text{ В}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 10405,83 - 3,27 = 10402,56 \text{ В}$$

Потери в трансформаторе:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2), \quad (2.43)$$

где  $\beta_T$  - отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы

$U_a$  ,  $U_p$  - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, равная

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{HT}} \cdot 100, \quad U_p \% = \sqrt{(U_{\kappa} \%)^2 - (U_a \%)^2} \quad (2.44)$$

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = \frac{1009,7}{2 \cdot 1000} = 0,5;$$

активное напряжение:

$$U_a = \frac{12,2}{1000} \cdot 100\% = 1,22 \% ;$$

реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36 \% ;$$

$$\Delta U_T = 0,5 \cdot (1,22 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 1,18 \%$$

$$\Delta U_{Tr} = (\Delta U_{Tr} \% / 100) \cdot 10000 = (1,18/100) \cdot 10000 = 118 \text{ В};$$

$$U_{4'} = U_3 - \Delta U_T = 10402,56 - 118 = 10284,56 \text{ В}$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_4 = 10284,56 \cdot \frac{400}{10500} = 391,8 \text{ В}.$$

**4-5:**

$$L = 63 \text{ м.}$$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,061 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,42 \text{ Ом / км};$$

$$\text{ток } I_{\max} = 168,15 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{45} = \sqrt{3} \cdot 168,15 \cdot 0,063 \cdot (0,42 \cdot 0,87 + 0,061 \cdot 0,2431) = 6,98 \text{ В}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 391,8 - 6,98 = 384,82 \text{ В}$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10412,73 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,13 \%$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10405,83 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,06 \%$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10402,56 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,02\%$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{391,8 - 380}{380} \cdot 100\% = 3,1 \%$$

$$V_5 = \frac{U_5 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{384,82 - 380}{380} \cdot 100\% = 1,3 \%$$

**б) минимальный режим:**  $U_{\text{ИП}} = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$

$$\cos \varphi = 0,87 \quad \sin \varphi = 0,2431$$

0-1:

$$I_{\min} = 89,9 \cdot 0,6 = 53,94 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{01} = \sqrt{3} \cdot 58,43 \cdot 1,785 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 52,36 \text{ В};$$

$$U_1 = 10000 - 52,36 = 9947,64 \text{ В};$$

**1-2:**  $L = 244 \text{ м}$

$\cos \varphi = 0,87$  ;  $\sin \varphi = 0,2431$ ;  $x_0 = 0,083 \text{ Ом} / \text{км}$ ;  $r_0 = 0,31 \text{ Ом} / \text{км}$ ;;

ток  $I_{\min} = 56,5 \cdot 0,6 = 33,9 \text{ А}$ .

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3} \cdot 33,9 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 4,15 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 9947,64 - 4,15 = 9943,49 \text{ В}.$$

**2-3:**  $L = 244 \text{ м}$ .

$\cos \varphi = 0,87$  ;  $\sin \varphi = 0,2431$ ;  $x_0 = 0,083 \text{ Ом} / \text{км}$ ;  $r_0 = 0,31 \text{ Ом} / \text{км}$ ;

ток  $I_{\min} = 26,71 \cdot 0,6 = 16,026 \text{ А}$ .

$$\Delta U_{23} = \sqrt{3} \cdot 16,026 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 1,96 \text{ В}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 9943,49 - 1,96 = 9941,53 \text{ В}$$

Потери в трансформаторе определим по формулам (2.43),(2.44):

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = 0,25;$$

активное напряжение:

$$U_a = \frac{12,2}{1000} \cdot 100\% = 1,22 \text{ \%};$$

реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36 \text{ \%};$$

$$\Delta U_T = 0,25 \cdot (1,22 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 0,59 \text{ \%}$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_{\text{тр}} \% / 100) \cdot 10000 = (0.59/100) \cdot 10000 = 59 \text{ В};$$

$$U_{4'} = U_3 - \Delta U_T = 9941,53 - 59 = 9882,53 \text{ В}$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_4 = 9882,53 \cdot \frac{380}{10000} = 375,53 \text{ В}.$$

**4-5:**

$$L = 63 \text{ м}.$$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,061 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,42 \text{ Ом / км};$$

$$\text{ток } I_{\text{max}} = 168,15 \cdot 0,6 = 100,89 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{45} = \sqrt{3} \cdot 100,89 \cdot 0,063 \cdot (0,42 \cdot 0,87 + 0,061 \cdot 0,2431) = 4,18 \text{ В}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 375,53 - 4,18 = 371,35 \text{ В}$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{9947,64 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,52 \%$$

$$V_2 = \frac{U_5 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{9943,49 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,56 \%$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{9941,53 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,58\%$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{375,53 - 380}{380} \cdot 100\% = -1,2 \%$$

$$V_5 = \frac{U_5 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{371,35 - 380}{380} \cdot 100\% = -2,28 \%$$



**а) послеаварийный режим:**  $U_{\text{ИП}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$

$$U_0 = 10,5 \text{ кВ;}$$

$$\cos \varphi = 0,87 \quad \sin \varphi = 0,2431$$

**0-1:**

$$I_{\text{max}} = 89,9 \cdot 2 = 179,8 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{01} = \sqrt{3} \cdot 194,76 \cdot 1,785 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 174,55 \text{ В;}$$

$$U_1 = 10500 - 174,55 = 10325,45 \text{ В;}$$

**1-2:**  $L = 244 \text{ м}$

$$\cos \varphi = 0,87; \quad \sin \varphi = 0,2431; \quad x_0 = 0,083 \text{ Ом / км; } r_0 = 0,31 \text{ Ом / км;}$$

$$\text{ток } I_{\text{max}} = 56,5 \cdot 2 = 113 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3} \cdot 113 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 13,8 \text{ В;}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10325,45 - 13,8 = 10311,61 \text{ В.}$$

**2-3:**  $L = 244 \text{ м.}$

$$\cos \varphi = 0,87; \quad \sin \varphi = 0,2431; \quad x_0 = 0,083 \text{ Ом / км; } r_0 = 0,31 \text{ Ом / км;}$$

$$\text{ток } I_{\text{max}} = 26,71 \cdot 2 = 53,42 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{23} = \sqrt{3} \cdot 53,42 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 6,54 \text{ В}$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{23} = 10311,61 - 6,54 = 10305,07 \text{ В}$$

Потери в трансформаторе определим по формулам (9.2), (9.3) :

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = 1,01;$$

активное напряжение:

$$U_a = \frac{12,2}{1000} \cdot 100\% = 1,22 \text{ \%};$$

реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36 \text{ \%};$$

$$\Delta U_T = 1,01 \cdot (1,22 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 2,4 \text{ \%}$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_{\text{тр}} \% / 100) \cdot 10000 = (2,4/100) \cdot 10000 = 240 \text{ В};$$

$$U_{4'} = U_3 - \Delta U_T = 10305,07 - 240 = 10065,07 \text{ В}$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_4 = 10065,07 \cdot \frac{400}{10500} = 383,43 \text{ В}$$

**4-5:**

$$L = 63 \text{ м}.$$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,061 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,42 \text{ Ом / км};$$

ток  $I_{\text{max}} = 168,15 \text{ А}$ .

$$\Delta U_{45} = \sqrt{3} \cdot 168,15 \cdot 0,063 \cdot (0,42 \cdot 0,87 + 0,061 \cdot 0,2431) = 6,97 \text{ В}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 383,43 - 6,97 = 376,46 \text{ В}$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10325,45 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 3,25 \text{ \%}$$

$$V_2 = \frac{U_5 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10311,61 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 3,12 \%$$

$$V_3 = \frac{U_4 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10305,07 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 3,05\%$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{383,43 - 380}{380} \cdot 100\% = 0,9 \%$$

$$V_5 = \frac{U_4 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{376,46 - 380}{380} \cdot 100\% = -0,93 \%$$

Самый мощный электроприемник.

Для максимального режима принимается напряжения на РП 1,05 от номинального. Принимаем  $U_0 = 10500 \text{ В}$ .

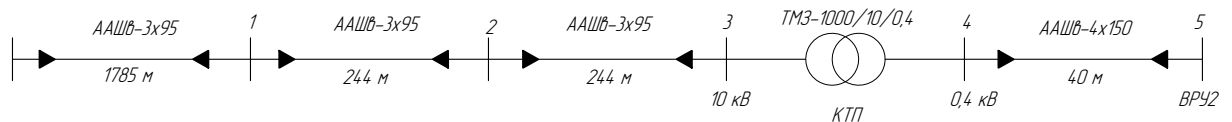


Рисунок 9.2-Схема замещения самого мощного электроприемника

**Самый мощный.**

$$L = 40 \text{ м.}$$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,059 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,2 \text{ Ом / км};$$

$$\text{ток } I_{\max} = 168,15 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{45} = \sqrt{3} \cdot 168,15 \cdot 0,063 \cdot (0,2 \cdot 0,87 + 0,059 \cdot 0,2431) = 2,19 \text{ В}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 391,8 - 2,19 = 389,61 \text{ В}$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10412,73 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,13 \%$$

$$V_2 = \frac{U_2 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10405,83 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,06 \%$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10402,56 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,02\%$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{391,8 - 380}{380} \cdot 100\% = 3,1 \%$$

$$V_5 = \frac{U_5 - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{389,61 - 380}{380} \cdot 100\% = 2,5 \%$$

**б) минимальный режим:**  $U_{ИП} = U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ .

$$\cos \varphi = 0,87 \quad \sin \varphi = 0,2431$$

**0-1:**

$$I_{min} = 89,9 \cdot 0,6 = 53,94 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{01} = \sqrt{3} \cdot 58,43 \cdot 1,785 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 52,36 \text{ В};$$

$$U_1 = 10000 - 52,36 = 9947,64 \text{ В};$$

**1-2:**  $L = 244 \text{ м}$

$$\cos \varphi = 0,87 \quad ; \quad \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,083 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,31 \text{ Ом / км};$$

$$\text{ток } I_{min} = 56,5 \cdot 0,6 = 33,9 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3} \cdot 33,9 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 4,15 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 9947,64 - 4,15 = 9943,49 \text{ В}.$$

**2-3:**  $L = 244 \text{ м}$ .

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,083 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,31 \text{ Ом / км};$$

$$\text{ток } I_{min} = 26,71 \cdot 0,6 = 16,026 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{23} = \sqrt{3} \cdot 16,026 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 1,96 \text{ В}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 9943,49 - 1,96 = 9941,53 \text{ В}$$

Потери в трансформаторе определим по формулам (2.43),(2.44):

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = 0,25;$$

активное напряжение:

$$U_a = \frac{12,2}{1000} \cdot 100\% = 1,22 \text{ \%};$$

реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36 \text{ \%};$$

$$\Delta U_T = 0,25 \cdot (1,22 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 0,59 \text{ \%}$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_{\text{тр}} \% / 100) \cdot 10000 = (0,59/100) \cdot 10000 = 59 \text{ В};$$

$$U_{4'} = U_3 - \Delta U_T = 9941,53 - 59 = 9882,53 \text{ В}$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_4 = 9882,53 \cdot \frac{380}{10000} = 375,53 \text{ В}.$$

**4-5:**

$$L = 40 \text{ м}.$$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,061 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,42 \text{ Ом / км};$$

$$\text{ток } I_{\text{max}} = 168,15 \cdot 0,6 = 100,89 \text{ А}.$$

$$\Delta U_{45} = \sqrt{3} \cdot 100,89 \cdot 0,04 \cdot (0,2 \cdot 0,87 + 0,059 \cdot 0,2431) = 1,32 \text{ В}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 375,53 - 1,32 = 374,21 \text{ В}$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{9947,64 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,52 \%$$

$$V_2 = \frac{U_5 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{9943,49 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,56 \%$$

$$V_3 = \frac{U_3 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{9941,53 - 10000}{10000} \cdot 100\% = -0,58\%$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{375,53 - 380}{380} \cdot 100\% = -1,2 \%$$

$$V_5 = \frac{U_5 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{374,21 - 380}{380} \cdot 100\% = -1,5 \%$$

**а) послеаварийный режим:**  $U_{\text{ИП}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$

$U_0 = 10,5 \text{ кВ;}$

$\cos \varphi = 0,87 \quad \sin \varphi = 0,2431$

**0-1:**

$I_{\text{max}} = 89,9 \cdot 2 = 179,8 \text{ А.}$

$$\Delta U_{01} = \sqrt{3} \cdot 194,76 \cdot 1,785 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 174,55 \text{ В;}$$

$$U_1 = 10500 - 174,55 = 10325,45 \text{ В;}$$

**1-2:**  $L = 244 \text{ м}$

$\cos \varphi = 0,87 \quad ; \quad \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,083 \text{ Ом / км; } r_0 = 0,31 \text{ Ом / км;}$

ток  $I_{\max} = 56,5 \cdot 2 = 113 \text{ A}$ .

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3} \cdot 113 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 13,8 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 10325,45 - 13,8 = 10311,61 \text{ В}.$$

**2-3:**  $L = 244 \text{ м}$ .

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,083 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,31 \text{ Ом / км};$$

ток  $I_{\max} = 26,71 \cdot 2 = 53,42 \text{ A}$ .

$$\Delta U_{23} = \sqrt{3} \cdot 53,42 \cdot 0,244 \cdot (0,31 \cdot 0,87 + 0,083 \cdot 0,2431) = 6,54 \text{ В}$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{23} = 10311,61 - 6,54 = 10305,07 \text{ В}$$

Потери в трансформаторе определим по формулам (2.43),(2.44) :

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta = 1,01;$$

активное напряжение:

$$U_a = \frac{12,2}{1000} \cdot 100\% = 1,22 \text{ \%};$$

реактивное напряжение:

$$U_p = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36 \text{ \%};$$

$$\Delta U_T = 1,01 \cdot (1,22 \cdot 0,87 + 5,36 \cdot 0,2431) = 2,4 \text{ \%}$$

$$\Delta U_{\text{тр}} = (\Delta U_{\text{тр}} \% / 100) \cdot 10000 = (2,4 / 100) \cdot 10000 = 240 \text{ В};$$

$$U_{4'} = U_3 - \Delta U_T = 10305,07 - 240 = 10065,07 \text{ В}$$

приведём напряжение к низкой стороне:

$$U_4 = 10065,07 \cdot \frac{400}{10500} = 383,43 \text{ В}$$

**4-5:**

$$L = 40 \text{ м.}$$

$$\cos \varphi = 0,87; \sin \varphi = 0,2431; x_0 = 0,059 \text{ Ом / км}; r_0 = 0,2 \text{ Ом / км};$$

$$\text{ток } I_{\max} = 168,15 \text{ А.}$$

$$\Delta U_{45} = \sqrt{3} \cdot 168,15 \cdot 0,04 \cdot (0,2 \cdot 0,87 + 0,059 \cdot 0,2431) = 2,19 \text{ В}$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{45} = 383,43 - 2,19 = 381,24 \text{ В}$$

Отклонение напряжения:

$$V_1 = \frac{U_1 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10325,45 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 3,25 \%$$

$$V_2 = \frac{U_5 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10311,61 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 3,12 \%$$

$$V_3 = \frac{U_4 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{10305,07 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 3,05\%$$

$$V_4 = \frac{U_4 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{383,43 - 380}{380} \cdot 100\% = 0,9 \%$$

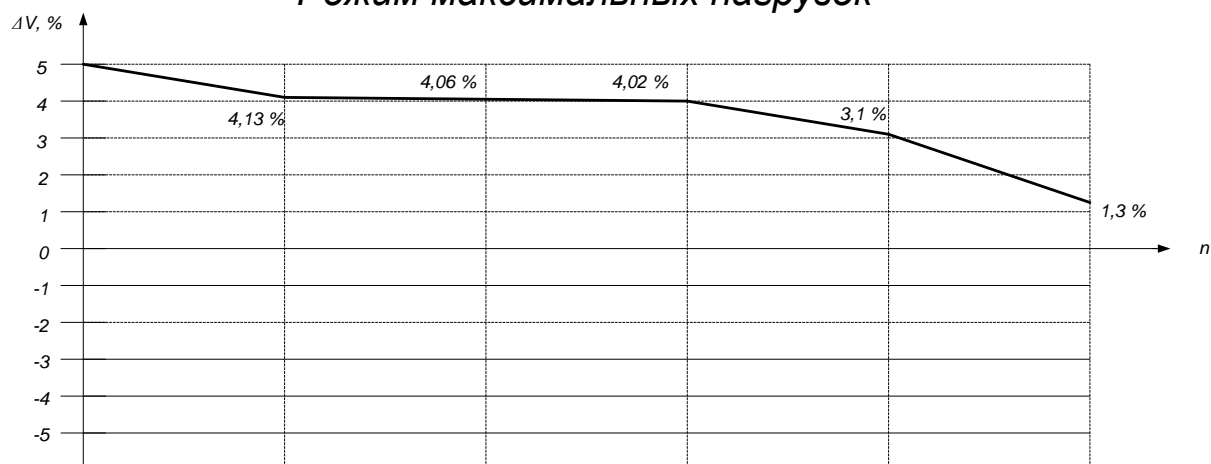
$$V_5 = \frac{U_4 - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{376,46 - 380}{380} \cdot 100\% = 0,3 \%$$

Эпюры напряжения цеховой сети:

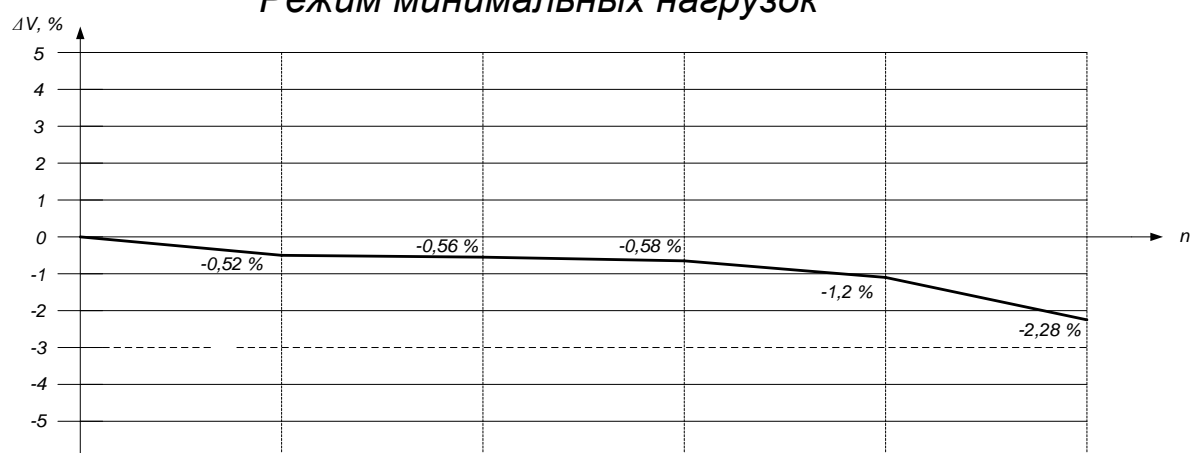
1) Самый удаленный



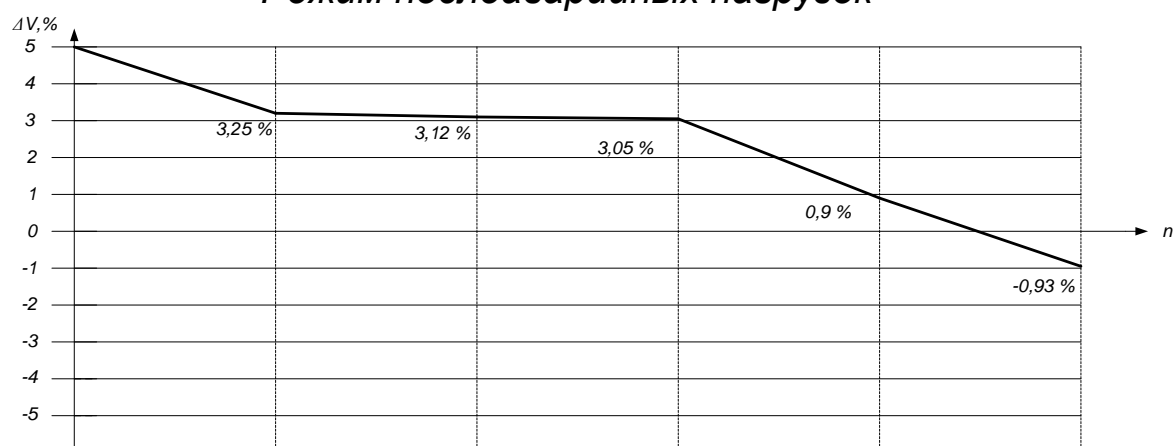
### Режим максимальных нагрузок



### Режим минимальных нагрузок

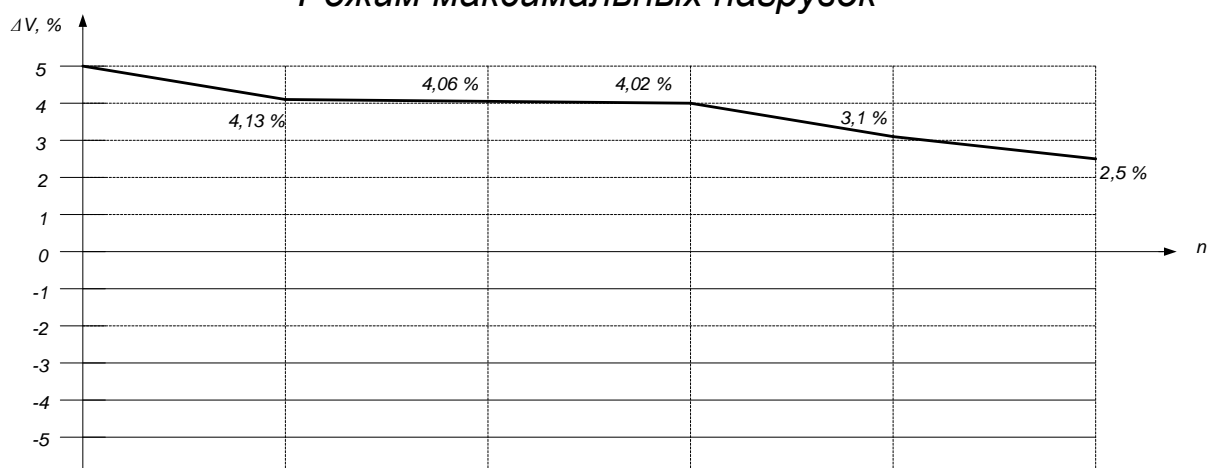


### Режим послеаварийных нагрузок

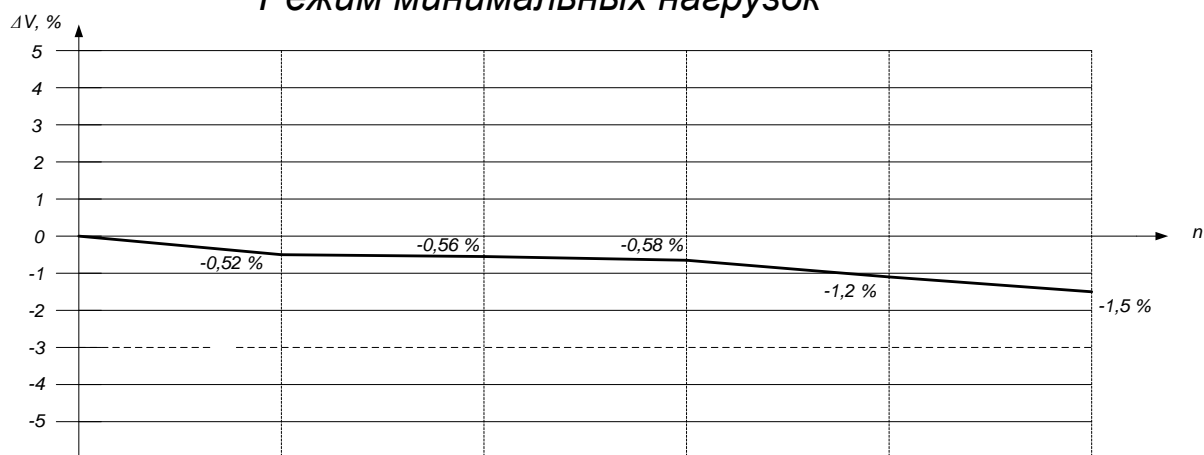


## 2) Самый мощный

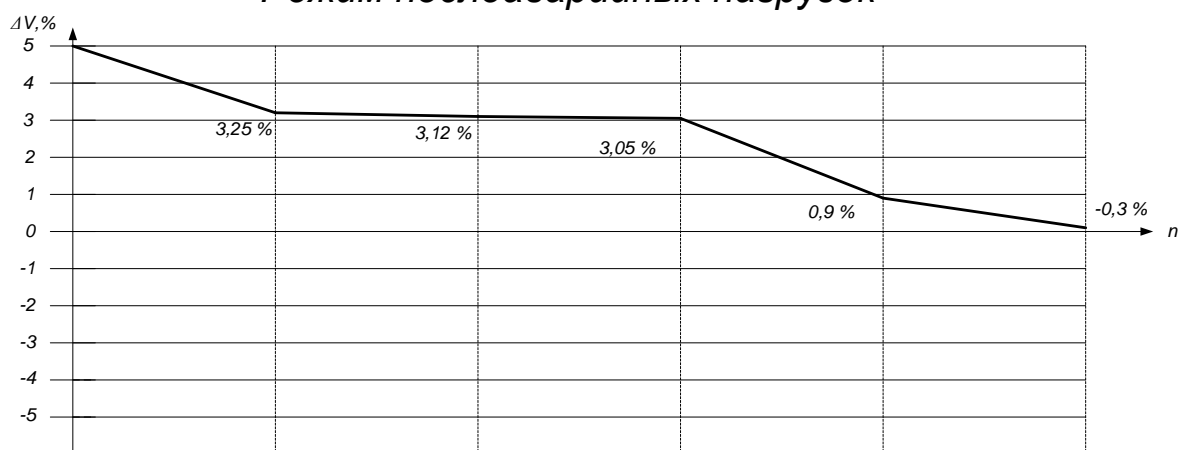
### Режим максимальных нагрузок



### Режим минимальных нагрузок



### Режим послеаварийных нагрузок



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована система электроснабжения нового жилого района г.Абакана в границах улиц Итыгина- Некрасова – Кирова.

Так как большинство электроприемников проектируемого района относятся к потребителям II категории, то для обеспечения нормального функционирования района необходимо надежное, экономичное и качественное электроснабжение. То есть задачей проекта являлась разработка комплексного электроснабжения всех потребителей по надежности питания и качеству электроэнергии.

Спроектированная система электроснабжения отвечает всем вышеперечисленным требованиям и проходит по всем нормативным показателям (качеству напряжения, потерям электроэнергии, мощности, надежности схемы электроснабжения и т.д.).

При выполнении выпускной квалификационной работы были закреплены навыки проектирования и принятия конструктивных решений, необходимые в будущей профессиональной деятельности. Оценены объемы и последовательность проектируемых работ, а также главная возможность применения современных компьютерных технологий при их выполнении.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. – 4-е издание, перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2006. – 639 с.
2. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2008. – 252 с.
3. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 576 с.
4. Веников, В.А. Расчёт токов короткого замыкания в сети внешнего и внутреннего электроснабжения промышленных предприятий: Москва. - Энергоатомиздат, 2007.- 434 с.
5. Горфинкель, В.Я. Экономика: Учебник для вузов / В.Я. Горфинкель, Е.М. Купряков, В.П. Прасолова и др.; Под ред. проф. В.Я. Горфинкеля, проф. Е.М. Купрякова. – М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 2006. - 367с.
6. Ермилов, А. А. Проектирование электрических сетей. – 2-е изд., перераб. и доп. А. А. Ермилов, В. С. Иванов, Ю. В. Крупович : Под ред. В. И. Круповича. – М.: Энергия, 2009. – 328 с.
7. Зайцев, Н.Л. Экономика предприятия: Учебник; 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2008. – 336с.
8. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – Москва: Энергоатомиздат, 2007. – 287с.
9. Козловская, В.Б. Электрическое освещение: Справочник. // В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск.: Техноперспектива, 2007. – 253 с.
10. Кудрин, Б. И. Электроснабжение. Учебник для студентов высших учебных заведений / – 2-е изд. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.

11. Липкин, Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок : Учеб. для учащихся электротехн. специальностей средних спец. учебн. Заведений / Б. Ю. Липкин. 4-е. изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2000. – 366 с.

12. Любушин, Н.П., Лещева В.Б., Дьякова В.Г. Анализ финансово - экономической деятельности предприятия: Учеб. пособие для вузов / Под ред. проф. Н.П. Любушина. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000. - 471с.

13. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации "Охрана окружающей среды". – Москва, 2000г. – режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/3109389/>

14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание. Главы 1.1-1.2, 1.7-1.9, 2.4-2.5, 4.1-4.2, 7.1-7.2, 7.5-7.6, 7.10, раздел 6. – М.: Ростехнадзор, 2010. – 411 с.

15. Приказ ФСТ России от 10.10.2014 N 225-э/1 "О предельных уровнях тарифов на электрическую энергию (мощность) на 2015 год" (Зарегистрировано в Минюсте России 28.10.2014 N 34488) [Электронный ресурс]. Приложение N 4 к приказу Федеральной службы по тарифам от 10 октября 2014 г. N 225-э/1// Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

16. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования; дата введ. 23.03.1998. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 131 с.

17. РТМ 36.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок; дата введ. 01.01.1993. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007. – 27 с.

18. Солдаткина, Л.А. Электрические системы и сети. М.: Энергия, 1978. - 216 с.

19. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий; дата введ. 01.01.2004. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2004. – 65 с.

20. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Д.Л. Файбисовича. – Москва: Изд-во НЦЭНАС, 2006.-320с.

21. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова.– Москва : Энергоатомиздат, 2007. – Т.2. – 592 с.

22. Фёдоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2т./ под общ. ред. А. А. Фёдорова.– Москва: Энергоатомиздат, 2006. – Т.1. – 568 с.

23. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Электрооборудование и автоматизация. 2-е изд. перераб. и доп./ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия, 2001. – 624 с.

24. Федоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие для вузов/ А.А. Федоров, Л.Е. Старкова – Москва: Энергоатомиздат, 2000. – 368 с.

25. Федеральный закон РФ от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"

26. Федеральный закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" (№96 - ФЗ)

27. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03

28. Градостроительный кодекс РФ

29. СНиП 2.07.01-89 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений».